Содержание

Список условных сокращения……3
Введение…….....4
1. Горно-геологические условия производства работ……..…….5
1.1 Орогидрография……5
1.2 Метеорологические и климатические характеристики……5
1.3 Инженерно-геологическая характеристика участка работ……6
1.4Характеристика гидрогеологических условий……8
1.5 Сведения об особых природно – климатических условиях земельного участка……15
2. Технологическая часть……..20
2.1 Характеристика участка нефтепровода…….20
2.1.1Сведения о категории и классе МН…….20
2.1.2Обоснование выбранного варианта трассы……20
2.2Характеристика существующего нефтепровода……...35
2.3Определение толщины стенки трубопровода…….....36
2.4Проверочный расчет нефтепровода на прочность……38
2.5Основные проектные решения по прокладке нефтепровода……...40
2.6Проведение работ по организации ремонта……...42
2.7Подготовительные работы……...43
2.8Основной период……..44
2.8.1Земляные работы……...44
2.8.2Сварочные работы…….49
2.8.3 Строительство в сложных инженерно-геологических условиях…….53
2.9Изоляционно-укладочные работ…….56
2.10Засыпка трубопровода……...58
2.11Гидравлические испытания и очистка нефтепровода……60
2.12Рекультивация земель……68
2.13Строительство переходов через естественные и искусственные преграды…….70
2.13.1Переходы через автодороги……71
2.13.2Переходы через полевые и лесные дороги……...74
2.13.3Пересечение с существующими коммуникациями…….75
2.13.4Переходы малых водотоков……...86
2.14Описание принципиальных конструктивных решений по балластировки трубопровода……...91
2.15Подключение заменяемого участка к действующиму нефтепроводу...93
2.16Демонтаж существующего участка……..96
2.17Защита трубопровода от коррозии……...98
2.18Контроль качества ремонтных работ……...99
3. Мероприятия, обеспечивающие безопасность рабочих при проведении строительных работах ……...100
3.1Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта…….101

3.2 Опасные производственные и вредные факторы при эксплуатации объекта…….....101
3.3Физиологические параметры трудового процесса……102
3.4Действие опасных и вредных факторов при работе……..103
3.5Меры противопожарной безопасности……106
3.6Спецодежда и средства индивидуальной защиты…….....108
4.Экологичность проекта……110
4.1. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвенный слой…….110
4.1.1. Техническая рекультивация…….112
4.1.2 Биологическая рекультивация…….113
4.2 Оценка воздействия объекта на атмосферный воздух…….114
4.3 Оценка воздействия на водные ресурсы в период эксплуатации ….115
4.4 Расчет образования производственных и бытовых отходов…….117
4.5Воздействие объекта на растительный и животный мир……121
4.6 Организация экологического контроля при строительстве и эксплуатации объекта……122
4.7 Организация экологического контроля при возникновении аварийной ситуации……124
5.Заключение…….128
6.Список литературы…….....129
7.Приложение……...131

СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

НП –нефтепровод
МН-магистральный нефтепровод
ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станции
ПК– пикет
АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения
РСУ – ремонтно-строительное управление
ГПС МВД – Государственная противопожарная служба Министерства внутренних дел
ЭО – одноковшовый экскаватор
СОД– система очистки и диагностики
ЛЭП – линия электропередачи
ЭХЗ – электрохимическая защита
СНиП – строительные нормы и правила
ПДК – предельно-допустимая концентрация
ПДВК – предельно-допустимая взрывоопасная концентрация
ППР – проект производства работ
ПУЭ – правила устройства электроустановок
ГВВ – горизонт высоких вод

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос замены участка на 1096,87-1115,40 км. магистрального нефтепровода «Сургут-Полоцк», диаметром 1200 мм, общей протяженностью 18928 м, взамен существующего. Обслуживает данный участок нефтепровода - ЛПДС «Лысьва.

Нефтепровод Сургут - Полоцк - магистральный нефтепровод, соединяющий российскую Западную Сибирь с Беларусью; сибирская нефть по нему перекачивается в Беларусь, оттуда часть её уходит в страны Балтии и Польшу. Длина - 3250 км, диаметр - 1020 мм, пропускная способность - более 20 миллионов тонн в год.

Нефтепроводом было преодолено около 1450 естественных и искусственных препятствий, в том числе более 400 км болот и свыше 350 км водных преград, включая реки Обь, Иртыш, Чусовая, Кама, Вятка, Волга, Ока. Возведено 32 перекачивающие станции.

Нефтепровод Сургут - Полоцк один из первых нефтепроводов большого диаметра. В 1987 году нефтепровод Сургут - Полоцк вышел на проектную мощность.

Основная причина необходимости капитального ремонта – длительная эксплуатация и выявление коррозионных дефектов по результатам внутритрубной диагностики, угрожающих функционированию трубопровода.

В связи с технологической необходимостью и важностью транспортируемой жидкости, а так же в целях снижения экологических рисков было принято решение о полной замене магистрального нефтепровода на участке 1096,87-1115,40 км, включая переходы через естественные и искусственные преграды .

Тема дипломного проекта является актуальной, так как данный объект имеет огромное значение для нефтяной промышленности. Потребность в проведении данного вида ремонтных работ вызвана тем, что 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 . Замена участка нефтепровода исключит возможность его разгерметизации, обеспечит безопасность окружающей среды и непрерывность процесса транспортирования нефти.

1. Горно-геологические условия производства работ

1.1 Орогидрография

В административном отношении участок реконструкции расположен на территории Чусовского района Пермского края.

Ближайшие населенные пункты:

– п. Всесвятский (население 900 чел.) – в 807 м на север от существующего МН, в 724м на север от проектируемого МН;

– п. Половинка (население 727 чел.) – в 2.3 км на северо-запад от существующего МН, в 2.2 км на северо-запад от проектируемого МН;

– п. Центральный (население 103 чел.) – в 709 м на юго-восток от существующего МН, в 773 м на юго-восток от проектируемого МН.

– сады «Ермак» – в 839 м на юго-запад от существующего МН, в 927 м на юго-восток от проектируемого МН.

Проезд к участкам работ осуществляется по маршруту г. Уфа - г. Пермь, далее на северо-восток до города Чусовой, затем по дорогам местного значения. Ближайшая ж/д станция Нижний Тагил Свердловской ж/д.

Участок работ пересекают следующие водотоки: ручей б/н на 1096 км МН Сургут-Полоцк, ручей Левая Куртымка на 1097/1098 км МН Сургут-Полоцк, ручей Правая Куртымка на 1099 км МН, ручьи на 1105 и 1106,1107, река Семеновка на 1111 км МН, на 1116 км МН Сургут-Полоцк трасса подходит к реке Чусовая.

В геоморфологическом отношении участок работ расположен в пределах водораздельного пространства рек Чусовая и Вижай, осложненных притоками.

Рельеф участка работ холмистый.

В районе изысканий преобладают горно-таежные подзолистые почвы, по механическому составу глинистые и тяжелосуглинистые. Растительность представлена елово-березовым лесом.

1.2 Метеорологическая и климатическая характеристика

В соответствии со СП 131.13330.2012 по районированию территории страны по условиям для строительства, изыскиваемый участок находится в районе I В.

Климатические условия характеризуются относительно длительной и холодной зимой и умеренно теплым летом. Среднегодовая температура воздуха составляет - плюс 1,5 °С. Отрицательные среднемесячные температуры воздуха наступают в октябре и удерживаются до марта включительно; самый холодный месяц – январь со средней температурой воздуха минус 17,5 (Метеостанция Бисер), минус 15,3 °С (Метеостанция Пермь).

Самый теплый месяц – июль со средней температурой +15,2 (МС Бисер),+18,0°С (МС Пермь). Абсолютная максимальная температура воздуха

отмечена в июне 1958г (+35°С МС Бисер). в августе 1936 года (+37 °С МС Пермь).

Абсолютная минимальная температура воздуха отмечена в декабре 1978 года (-53 °С МС Бисер), (-47,1 °С МС Пермь). В таблице 1 показана среднемесячная и годовая температура воздуха по данным метеостанции г. Пермь, г.Бисер °С.

Таблица 1- Среднемесячная и годовая температура воздуха

МС	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Бисер	-17,5	-15,4	-8,9	0,5	6,9	12,7	15,2	12,7	6,9	-1,3	-9,2	-15,4	-1,1
Пермь	-15,3	-13,4	-6,9	2,6	10,2	15,7	18,0	15,4	9,3	1,4	-6,3	-12,7	1,5

Согласно СП 20.13330.2011, район по давлению ветра – II (нормативное значение ветрового давления – 0,3 кПа). По толщине стенки гололеда – II (5 мм). По снеговым нагрузкам – к V району, с нагрузкой 3,2 кПа.

Согласно ПУЭ (изд. 7, раздел 2, 2003г.), район по давлению ветра - II (нормативное значение ветрового давления – 500 Па). По толщине стенки гололеда – III (20 мм).

1.3 Инженерно-геологическая характеристика участка работ

На изучаемом участке ЛПДС «Платина»- ЛПДС «Лысьва» 1096,87-1115,40 км МН «Сургут-Полоцк» вскрыты делювиальные отложения четвертичного возраста и верхнепермские отложения уфимского яруса (Р2). Уфимский ярус представлен элювиальной толщей, сложенной выветрелыми и слабовыветрелыми разностями скальных пород (известняка, в меньшей степени, песчаника). Четвертичные делювиальные глинистые грунты залегают в виде покровных образований на грунтах пермской системы.

Сводный инженерно-геологический разрез следующий:

Четвертичная система (Q):

– почвенно-растительный слой (hQIV) отмечен мощностью от 0,1 до 0,2 м. В отдельный ИГЭ не выделяется, т.к. удаляется и рекультивируется.

– (ИГЭ-1, dQ) Глина полутвердая. Глина коричневая, с включениями щебня от 10 до 25% размером от 7,5 см до 15,0 см. Непросадочная, ненабухающая, слабопучинистая. Вскрыта в верхней части разреза под почвенно-растительным слоем до глубины 1,5-4,5 м. Мощностью от 1,4 до 4,4 м;

– (ИГЭ-2, dQ) Суглинок твердый. Суглинок от желто-коричневого цвета до коричневого, с включениями щебня и глыб скального грунта. Щебня до 10% размерностью до 10,0 см; глыб до 25% размером от 0,2 до 0,5 м и местами до негабаритного размера. Непросадочный,

ненабухающий, непучинистый. Вскрыт в верхней части разреза под почвенно-растительным слоем до глубины 1,0-1,5 м. Мощностью от 0,9 до 1,4 м;

– (ИГЭ-3, dQ) Глина тугопластичная. Глина коричневая, тугопластичная, с включениями дресвы и щебня размером от 7,0 до 15,0 см до 25%. Непросадочная, ненабухающая, среднепучинистая. Вскрыта с начала трассы 1096 км до 1111 км почти всеми скважинами на глубине 1,2-2,5 м. Мощностью от 1,1 до 2,3 м;

– (ИГЭ-4, dQ) Суглинок мягкопластичный. Суглинок серо-зеленоватого цвета, мягкопластичный, с включениями дресвы и щебня до 30% размером до 7,0 см, с включениями в пониженных местах глыб размером от 0,2-0,3 м до негабаритного размера. Непросадочный, ненабухающий, сильнопучинистый. Вскрыт слоем от 0,7 до 1,5 м между прослоями тугопластичной глины;

– (ИГЭ-5, dQ) Щебенистый грунт. Грунт серо-коричневого цвета с размером обломков от 7,0 до 15,0 см с глинистым заполнителем до 35% от мягкопластичной до тугопластичной консистенции, с прослоями тугопластичной глины, с глыбами и валунами, размером до 1,5-4,0 м. Щебня от 25 до 50%, глыбового грунта – от 15 до 30%. Мощностью от 0,8 до 4,5 м.

Пермская система (P2u):

– (ИГЭ-6 P2u) Известняк малопрочный. Скальный грунт светло-серого цвета мелкозернистый, малопрочный, трещиноватый, сильновыветрелый. Вскрыт в виде маломощного, до 0,5-0,7 м слоя над кровлей среднепрочных известняков;

– (ИГЭ-7, P2u) Известняк средней прочности. Скальный грунт светло-серого цвета мелкозернистый, мраморизованный, среднепрочный, трещиноватый, слабовыветрелый. Вскрыт на глубине от 2,5 до 3,6 м под щебенистыми глинами и щебенистым грунтом. Вскрытой мощностью от 0,5 до 5,4 м;

Почти на всем протяжении проектируемой трассы на поверхности отмечаются крупный щебень скальных пород и лежащие на поверхности глыбы скального грунта размером от 0,2 до 1,5-4,0 м. Следует иметь ввиду, что на глубине заложения нефтепровода также могут встречаться скальные грунты как в виде негабаритных глыб коренных пород, так и в виде крупных «останцов» коренной породы.

1.4 Характеристика гидрогеологических условий

Реки рассматриваемой территории относятся к типу рек с четко выраженным весенним половодьем, летне-осенними дождевыми паводками и длительной зимней меженью. В питании рек преимущественно значение имеют снеговые талые воды. Территория характеризуется равномерным распределением осадков и достаточной увлажненностью. Среднегодовой модуль стока около 7,0 л/с км².

Основная фаза в гидрологическом режиме рек - весеннее половодье. Во время весеннего половодья проходит около 60-70 % годового стока.

Средняя продолжительность весеннего половодья на малых реках составляет 22-32 дня. Подъем уровней начинается в начале апреля. Наиболее ранний срок половодья – конец марта, поздний – конец второй декады апреля. Наивысшие уровни наступают через 10-15 дней после начала подъема. Спад происходит более медленно. Характер весеннего половодья различается. В основном это однопиковая волна при дружном снеготаянии, но в отдельные годы при затяжном таянии снега с похолоданиями выглядит фигурой с двумя или несколькими пиками невысоких волн.

Летне-осенняя межень наступает обычно в конце мая - начале июня. Для межени характерно устойчивое стояние уровней воды, а также слабое изменение водности в течение всего летне-осеннего сезона.

Зимняя межень устанавливается обычно в конце октября и продолжается до конца марта. Продолжительность зимней межени 140-160 дней в году. Зимняя межень отличается устойчивостью, большой продолжительностью и низким стоком. Питание в зимний период осуществляется в основном подземным путем. Минимальные уровни наступают обычно в марте. В особо суровые малоснежные зимы на малых реках может наблюдаться прекращение стока из-за явления промерзания.

В меженные периоды основную роль в питании принадлежит подземной составляющей.

Ледовый режим малых рек характеризуется быстрым прохождением весеннего ледохода (3-8 дней). Средняя дата вскрытия рек данного района – 10-20 апреля.

Процесс ледообразования начинается с появлением на реках заберегов и шуги в конце октября. Явления зажоров и заторов на реках отсутствуют. Устойчивый ледостав на реках образуется в первой половине ноября. Максимальная толщина льда наблюдается к концу зимы и достигает на больших и средних реках 50-80 см. Продолжительность ледостава на реках 150-160 дней.

Годовой ход температуры воды в основном повторяет, с некоторым отставанием, изменение температуры воздуха. Переход температуры воды через 0,2 °С весной наблюдается в середине апреля. Средние даты перехода температуры воды через 10 °С весной происходит в третьей декаде мая, а осенью в конце сентября. Максимумы температуры воды приходятся на самый теплый месяц в году - июль.

Режим стока наносов в течение года аналогичен режиму стока воды. Внутригодовое распределение стока наносов имеет четко выраженный сезонный характер, связанный с проявлением сезонной изменчивости стока воды. Сток наносов весеннего половодья составляет 96-97 % его годовой величины. Остальная часть годового стока наносов

почти полностью приходится на летне-осенний период, так как зимой сток наносов незначительный (от долей процента до 1,5 %).

- Ручей б/н ПК10974

Ручей б/н левый приток ручья Левая Куртымка, берет начало на высоте 340 м БС, в 3,5 км восточнее села Всесвятское Пермского края. Площадь водосбора до перехода проектируемой трассы МН 2,7 км2. Длина ручья до перехода 2,6 км. Залесенность водосбора 80%. Водосбор покрыт елово-березовым лесом.

Долина ручья выраженная, шириной 1,3 км. Русло ручья не выражено, теряется в кочкарнике. Пойма не выражена. Ниже перехода расположен технологический коридор, вследствие техногенного нарушения рельефа, естественный сток ручья нарушен, что привело к аккумуляции воды перед тех.коридором и начался процесс заболачивания. Образовавшийся в месте перехода заболоченный участок шириной до 100 м, глубиной от 0,1 до 1,2 м. Заболоченный участок покрыт кочкарником и влаголюбивой растительностью.

Весеннего ледохода не бывает. Заторов и зажоров не выявлено. Плотность воды с учетом растворенных в ней солей равна 1 г/см^3.

- Ручей Левая Куртымка ПК 10990+03 - 10991+97

Ручей Левая Куртымка левый приток реки Куртымка, берет начало на высоте 340 м БС, в 1,5 км северо-восточнее села Всесвятское Пермского края. Площадь водосбора до перехода проектируемой трассы МН 10,2 км2. Длина ручья до перехода 4,4 км. Залесенность водосбора 80%. Водосбор покрыт елово-березовым лесом.

Долина ручья выраженная, шириной 1,9 км. Русло ручья не выражено, теряется в болоте. Пойма не выражена. Ниже перехода расположен технологический коридор, вследствие техногенного нарушения рельефа, естественный сток ручья нарушен, что привело к образованию запруды перед тех.коридором и начался процесс заболачивания. Образовавшийся в месте перехода заболоченный участок шириной до 100 м, глубиной от 1 до 1,8 м. Заболоченный участок покрыт кочкарником, влаголюбивой растительностью и сухостоем.

Весеннего ледохода не бывает. Заторов и зажоров не выявлено. Плотность воды с учетом растворенных в ней солей равна 1 г/см3.

- Ручей Правая Куртымка ПК11004+62 - 11005+70

Ручей Правая Куртымка правый приток рек. Куртымка, берет начало на высоте 360 м БС, на восточной окраине села Всесвятское Пермского края. Площадь водосбора до перехода проектируемой трассы МН 5 км2. Длина ручья до перехода 3,2 км. Залесенность водосбора 40%. Водосбор покрыт елово-березовым лесом.

Долина ручья выраженная, шириной 1,3 км. Русло ручья не выражено, теряется в болоте. Пойма не выражена. Ниже перехода расположен

технологический коридор, вследствие техногенного нарушения рельефа, естественный сток ручья нарушен, что привело к образованию запруды перед тех.коридором и начался процесс заболачивания. Образовавшийся в месте перехода заболоченный участок шириной до 110 м, глубиной от 0,5 до 1,2 м. Заболоченный участок покрыт кочкарником, влаголюбивой растительностью и сухостоем с ивовыми кустами.

Весеннего ледохода не бывает. Заторов и зажоров не выявлено. Плотность воды с учетом растворенных в ней солей равна 1 г/см3.

- Ручей б/н ПК 11015+50 - 11016+05

Ручей б/н правый приток ручья Правая Куртымка, берет начало на высоте 340 м БС, 1,5 км южнее села Всесвятское Пермского края. Площадь водосбора до перехода проектируемой трассы МН 0,52 км2. Длина ручья до перехода 0,7 км. Залесенность водосбора 70%. Водосбор покрыт елово-березовым лесом.

Долина ручья не выражена. Русло ручья не выражено, теряется в болоте. Пойма не выражена. Ниже перехода расположен технологический коридор, вследствие техногенного нарушения рельефа, естественный сток ручья нарушен, что привело к образованию запруды перед тех.коридором и начался процесс заболачивания. Образовавшийся в месте перехода заболоченный участок шириной до 55 м, глубиной от 0,5 до 1,7 м. Заболоченный участок покрыт кочкарником, влаголюбивой растительностью и сухостоем.

Весеннего ледохода не бывает. Заторов и зажоров не выявлено. Плотность воды с учетом растворенных в ней солей равна 1 г/см3.

- Лог ПК 11021+75 - 11022+95

Лог берет начало на высоте 340 м БС, 2,6 км южнее села Всесвятское Пермского края. Площадь водосбора до перехода проектируемой трассы МН 0,1 км2. Длина лога по тальвегу до перехода 0,6 км. Залесенность водосбора 80%. Водосбор покрыт густым елово-березовым лесом.

Долина лога выражена, шириной до 500м. Русло отсутствует. Ниже перехода расположен технологический коридор, вследствие техногенного нарушения рельефа, естественный сток с водосбора лога нарушен, что привело к образованию запруды перед тех.коридором и начался процесс заболачивания. Образовавшийся в месте перехода заболоченный участок шириной до 20 м, глубиной от 0,2 до 0,7 м. Заболоченный участок покрыт кочкарником, влаголюбивой растительностью и сухостоем. Эрозионных процессов в логу не обнаружено.

- Ложбина пк 11030+47

Ложбина, верхнее гидрографическое звено реки Половинка. Длина по тальвегу 30м, ширина в бровках 20 м. Покрытая березово-еловым лесом. Тальвег задернован, ниже гумуса сложен глинами. Водной эрозии не обнаружено.

- Ручей б/н пк 11047+58 (проект МН)

Ручей б/н левый приток руч б/н пк 11055+23. Длина ручья 0,7 км. Площадь водосбора 0,2 км2. В 0,3 км от истока ручей упирается в автомобильную дорогу (которая идет вдоль тех.коридора) и отводится в канаву, часть стока видимо просачиваться под дорогой и тех.коридором и выходит на поверхность образуя ручей который пересекает проектируемая трасса МН. Ширина ручья в месте перехода 0,1 м, глубина 0,05 м .

- Ручей б/н пк 11055+23 (проект МН)

Ручей б/н левый приток реки Глухая, берет начало на высоте 320 м БС, 1,5 км южнее село Половинка Пермского края. Площадь водосбора до перехода проектируемой трассы МН 2,7 км2. Длина ручья до перехода 1,7 км. Залесенность водосбора 80%. Водосбор покрыт елово-березовым лесом. Ширина ручья в месте перехода 1 м, глубина 0,3 м. Пойма слабо выражена. Русло сложено глинами.

- Ручей б/н пк 11065+41 – 11056+64 (проект МН)

Ручей б/н правый приток руч. руч б/н пк 11055+23, берет начало на высоте 320 м БС, 1,5 км южнее села Половинка Пермского края, Пермского края. Площадь водосбора до перехода проектируемой трассы МН 0,5 км2. Длина ручья до перехода 0,9 км. Залесенность водосбора 80%. Водосбор покрыт елово-березовым лесом.

Долина ручья не выражена. Русло ручья не выражено, теряется в болоте. Пойма не выражена. Ниже перехода расположен технологический коридор, вследствие техногенного нарушения рельефа, естественный сток ручья нарушен, что привело к образованию запруды перед тех.коридором и начался процесс заболачивания. Образовавшийся в месте перехода заболоченный участок шириной до 25 м, глубиной от 0,1 до 0,5 м. Заболоченный участок покрыт кочкарником, влаголюбивой растительностью.

Весеннего ледохода не бывает. Заторов и зажоров не выявлено. Плотность воды с учетом растворенных в ней солей равна 1 г/см3.

- Река Глухая пк 11081+26

Река Глухая сток теряется в карстовой зоне. берет начало на высоте 280 м БС, 2,6 км южнее поселок Скальный Пермского края. Площадь водосбора до перехода проектируемой трассы МН 49 км2. Длина реки до перехода 9,1 км.

Проектируемая трасса пересекает заболоченное понижение (древнее русло река Глухая), на местности прилегающей к району перехода находятся карстовые блюдцами. Вода с заболоченного понижения стекает в карстовую воронку, в противоположенном направлении от древнего течения реки Глухая.

- Ручей б/н пк 11089+67

Ручей б/н левый приток реки Глухая. Берет начало со склона холма на высоте 320 м.

Площадь водосбора до перехода проектируемой трассы МН 0,46 км2. Длина реки до перехода 0,4 км. Ширина ручья в месте перехода МН 0,2 м, глубина 0,1 м. Пойма слабо выражена. Склоны покрыты елово-пихтово-березовым лесом.

- Ручей б/н пк 11107+01 – 11107+26

Ручей б/н левый приток реки Семеновка. Берет начало со склона холма на высоте 320 м. Площадь водосбора до перехода проектируемой трассы МН 0,4 км2. Длина ручья до перехода 0,7 км. Залесенность водосбора 80%. Водосбор покрыт елово – пихтово - березовым лесом.

Долина ручья не выражена. Русло ручья не выражено, теряется в болоте. Пойма не выражена. Ниже перехода расположен технологический коридор, вследствие техногенного нарушения рельефа, естественный сток ручья нарушен, что привело к образованию запруды перед тех.коридором и начался процесс заболачивания. Образовавшийся в месте перехода заболоченный участок шириной до 14 м, глубиной от 0,1 до 1,2 м. Заболоченный участок покрыт кочкарником, влаголюбивой растительностью.

Весеннего ледохода не бывает. Заторов и зажоров не выявлено. Плотность воды с учетом растворенных в ней солей равна 1 г/см3.

- река Семеновка пк 11119+05

Река Семеновка правый приток реки Чусовая, берет начало на высоте 300 м БС, 4,7 км северо-восточнее поселка Архиповка Пермского края. Площадь водосбора до перехода проектируемой трассы МН 6 км2. Длина реки до перехода 2 км. Залесенность водосбора 85%. Водосбор покрыт елово-березовым лесом.

Долина реки выражена шириной до 2 км. Пойма реки в районе перехода МН правобережная шириной до 50 м, заболоченная, покрыта кочкарником, сухостоем. Русло извилистое шириной в бровках 3,6 м, глубиной 0,5 м (Рис.10). Дно сложено глинами.

Весеннего ледохода не бывает. Заторов и зажоров не выявлено. Плотность воды с учетом растворенных в ней солей равна 1 г/см3.

Основные гидрографические сведения пересекаемых водотоков представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные гидрографические сведения пересекаемых водотоков

ПК по трассе	Наименование водотока	Отметка уровня воды в	Ширина на момент	Максимальная глуб	Скорость течения в межен	Уровень воды обеспеченностью	Уровень воды обеспеченностью	Минималь-ная отметка дна русла по

		межень, м. БС	изысканий, м	ина на момент изысканий, м	ь, м/с	1%, м БС	10%, м БС	створу, м БС
10973+37-10974+33	Ручей б/н	292,01	96	0,9	0,15	292,02	291,89	290,66
10990+03-10991+97	Ручей Левая Куртымка	287,08	94	1,21	0,08	286,50	286,32	285,18
11004+62-11005+70	Ручей Правая Куртымка	308,72	108	1,05	0,14	308,24	308,02	307,39
11015+50-11016+05	Ручей б/н	322,14	56	1,79	0,05	320,61	320,53	320,04
11021+75-11021+95	Лог б/н (временный)	329,65	20	0,44	-	-	-	-
11030+47	Лог б/н (временный)	-	-	-	-	-	-	-
11081+26	Р. Глухая	В районе перехода русло не выражено						
11047+58	Ручей б/н (временный)	295,4	0,1	0,05	-	-	-	-
11055+23	Ручей б/н	257,66	1,30	0,15	0,8	-	-	-
11065+41-11065+64	Ручей б/н	244,70	23	0,51	0,15	244,49	244,38	244,09
11089+6	Ручей б/н	286,65	0,4	0,17	-	-	-	-

7	(временн ый)							
11107+01-11107+26	ручей б/н (временн ый)	291,06	24	0,63	-	-	--	290,22
11119+05	Р.Семено вка	236,71	2,7	0,52	0,5	237,54	237,30	235,51
11122+07	Ручей б/н	249,92	1,5	0,21	0,4	250,43	250,26	249,61

1.5 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка

Среди процессов, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку, на участке возможно развитие карстовых процессов, морозное пучение грунтов в зоне сезонного промерзания-оттаивания, а также современные геологические процессы, обусловленные действием поверхностных вод.

По относительной деформации пучения Єfn согласно п.6.8.3, СП 22.13330.2011 и таблице Б.27 ГОСТ 25100-2011 с учетом влажности грунтов и уровнем грунтовых вод грунты, слагающие территорию, классифицируются следующим образом: суглинок твердый (ИГЭ-2) слабопучинистый; глина тугопластичная (ИГЭ-3) – среднепучинистая; суглинок мягкопластичный (ИГЭ-4) – сильнопучинистый; глина полутвердая (ИГЭ-1) – слабопучинистая.

На величину промерзания главное влияние оказывает микрорельеф, состав грунтов, высота снежного покрова и его плотность, влажность грунта, защищенность растительностью. Максимальная наблюденная глубина промерзания грунтов, замеренная метеостанций г. Перми 160 см.

Вдоль склоновых участков изученной территории, сложенных глинами полутвердыми щебенистыми, относящихся к ИГЭ-1, тугопластичными щебенистыми глинами ИГЭ-3, скальными грунтами ИГЭ-7, классифицирующихся как неразмокаемые, поверхностные признаки эрозионных, склоновых процессов не отмечены.

Из опасных геологических явлений на участках в интервалах отмечены переувлажненные участки с водой на поверхности, травяной влаголюбивой растительностью (камыши, осока). По линии демонтируемого нефтепровода это отмечено в интервалах ПК 10972+60-ПК 10973+53, ПК 10973+59,5-ПК 10974+53, ПК 10081+30-ПК 10981+60, ПК 10989+83-ПК 10990+44, ПК 10989+83-ПК 10990+44, ПК 10990+48-ПК 10990+63, ПК 11014+95-ПК 11015+12, ПК 11021+0,0-ПК 11021+22, ПК 11042+26-ПК 11046+91, ПК

11059+42-
ПК 11059+49, ПК 11059+50-ПК 11059+70, ПК 11059+75-ПК 11060+18, ПК 11060+19-ПК 11060+36, ПК 11060+37-ПК 11060+43, ПК 11063+97-ПК 11064+9, ПК 11064+9,5-ПК 11064+40,0. По линии проектируемого нефтепровода такие участки отмечены в интервалах ПК 10973+24-ПК 10973+37, ПК 10974+33-ПК 10974+72, ПК 11021+76-ПК 11021+96, ПК 11080+89-ПК 11081+28, ПК 11081+28,1-ПК 11081+46, ПК 11118+98-ПК 11119+7, ПК 11119+10-ПК 11119+60. В интервалах ПК 11021+76-ПК 11021+96, ПК 11118+98-ПК 11119+7, ПК 11119+10-ПК 11119+60 отмечается сухостой, что может указывать на определенное заболачивание участка территории.

Описываемые участки сложены в верхней части разреза тугопластичными глинами; торфяного покрытия участки не имеют. При сильном снеготаянии и интенсивных атмосферных осадках в пределах пониженных замкнутых участков рельефа изученной территории проектируемой трассы нефтепровода, могут формироваться поверхностные воды за счет наличия водоупора, представленного тугопластичными суглинками (ИГЭ-3) с низкими фильтрационными показателями. Участки на основании п. 9.1 СНиП III-42-80 по характеру передвижения по ним строительной техники могут рассматриваться по аналогии с болотами II типа, допускающих работу и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа (0,1 кгс/см2).

Карстовые процессы характерны в целом для района работ. С целью установления степени пораженности карстопроявлениями, на участке и прилегающей территории выполнено рекогносцировочное обследование с подробным описанием размеров существующих карстовых провалов, обнаруженных вблизи трассы нефтепровода, т.к. трасса проектируемого нефтепровода непосредственно карстовые воронки не пересекает.

Карстовые воронки отмечены в следующих интервалах участка проектируемой трассы нефтепровода «Сургут-Полоцк»:

– в интервале ПК11070-ПК11075+78 длинный карстовый провал глубиной до 8,5 м. Провал по возрасту старый. Склоны и дно уже поросли лесом и кустарником;

– возле ПК 11076 справа от проектируемого трубопровода по ходу нефти на расстоянии 42,4 м отмечена карстовая воронка глубиной 2,5 м, диаметром 11,6 м;

– в интервале ПК11077-ПК11078 проектируемая трасса проходит по краю карстовой воронки диаметром 31,58 м, глубиной 10,28 м;

– в интервале ПК11078-ПК11078+22,83 также отмечена карстовая воронка диаметром 13,24 м, глубиной 2,29 м;

– на ПК11081, на расстоянии 108,3 м от проектируемой трассы нефтепровода отмечена карстовая воронка, в которую прячется река Глухая. Провал диаметром около 68 м, глубиной 7,5 м;

– в интервале ПК 11081+50-ПК11083+50 справа от проектируемой трассы на расстоянии от 10,5 до 98,0 м отмечены три небольшие карстовые воронки, расположенные примерно на одинаковом расстоянии (около 70,0 м) друг от друга. Воронки блюдцеобразные, глубиной от 4,0 до 5,5 м, диаметром от 15,5 до 31,2 м;

– на ПК 110-2+72 отмечен карстовый провал диаметром 18,8 м, глубиной 1,5 м;

– на ПК 11134+79 отмечен карстовый провал диаметром 15,6 м, глубиной 3,0 м;

– на ПК 11144 справа от проектной трассы на расстоянии 38,0 м отмечена карстовая воронка глубиной до 2,5 м, диаметром 17,5 м.

Карстовые воронки сравнительно небольшие, блюдцеобразные.

Карст карбонатного типа (породы по составу труднорастворимые – известняк). По условиям залегания закрытого вида, т.к. перекрыт сверху слабопроницаемыми глинистыми и суглинистыми грунтами. По времени образования карст, отмеченный в коридоре подземных коммуникаций, в том числе проектируемого нефтепровода «Сургут-Полоцк», на основании сравнительного анализа материалов исследований составляет от 20 до 50 лет. После изучения карстовых воронок отмечено, что они имеют пологие размытые склоны (от 10 до 15º), задернованные, покрыты деревьями, кустарником без признаков оживления карста таких, как «пьяный» лес, искривление стволов.

Поверхностные и глубинные признаки других опасных инженерно-геологических процессов таких, как оползневые процессы, просадочность и др. на данном участке работ на период проведения инженерно-геологических изысканий отсутствуют.

Согласно СП 14.13330.2014 расчетная сейсмическая интенсивность для участка работ в Чусовском районе Пермского края по карте ОСР-97-В-6 баллов. Грунты ИГЭ-1, ИГЭ-2, ИГЭ-3, ИГЭ-5, ИГЭ-6 по сейсмическим свойствам относятся ко II категории, грунты ИГЭ-6, ИГЭ-7 относятся к I категории. Категория опасности по проявлениям землетрясений оценивается как опасная (СНиП 22-01-95, приложение Б).

Во время весеннего, осеннего половодья, активного таяния снегов поймы ручьев на ПК 10973+37, Левая Куртымка и Правая Куртымка, рек Глухая, Семеновка заливаются водой, что следует помнить, когда в условиях водообильных периодов (длительных дождей, снеготаяния) наблюдается нарушение естественного сложения грунта при производстве земляных работ, что приводит к значительному дополнительному увлажнению оснований и обратных засыпок (пазух), а часто и к появлению переувлажненных участков с водой на поверхности, ззаболачиванию.

Анализ проведенных инженерно-геологических изысканий позволяет отнести изученную территорию по подтопляемости, согласно приложению И СП 11-105-97 ч.2 в интервалах от ПК 10968-ПК 10977, ПК 10987-ПК 10989,

ПК 10991+2-ПК 10992+43, ПК 11004- ПК 11004+43, ПК 11006+06-ПК 11017, ПК 11064-ПК 11065+41 к «I-А-2» сезонно-(ежегодно) подтапливаемой; в интервалах ПК 10973-ПК 10975+40, ПК 10989-ПК 10991+2, ПК 11004+63-ПК 11005+71, ПК 11005+71-ПК 11006+06, ПК 11021+50-ПК 11022+65, ПК 11054+50-ПК 11059, ПК 11065+41-ПК 11072+24, ПК 11080+20-ПК 11082, ПК 11101-ПК 11104+50, ПК 11106+90-ПК 11108, ПК 11118+90-ПК 11120+20, ПК 11122+07-ПК 11122+09 к «I-А-1» – постоянно-подтопленной: относительно пониженные участки, включающие пойменные части долин ручьев, рек, характеризующиеся небольшими уклонами поверхности, затапливаемые паводковыми водами и в водообильные периоды; другие участки трассы можно характеризовать как «II-А2» как потенциально подтопляемые.

В соответствии со СНиП 22-01-95 (приложение Б) в зависимости от категории опасности процессов территория оценивается:

- по интенсивности проявления землетрясений как опасная;
- по подтопленности территории как опасная.

Категория опасности природных процессов по карсту с учетом среднего диаметра провалов до 20,0 м и более 20,0 м определены от опасных до весьма опасных (по приложению Б СНиП 22-01-95).

2. Технологическая часть.

2.1. Характеристика участка нефтепровода.

2.1.1СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ И КЛАССЕ– МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Проектируемый МН согласно СП 36.13330.2012 отнесен к I классу.

Учитывая высокие требования к надежности нефтепровода, вызванные прохождением по лесным угодьям, заболоченным участкам и пересечений с автомобильными дорогами, на всем протяжении участка проектирования принята II категория трубопровода.

Исходя из условий прохождения трассы МН согласно СП 36.13330.2012 и РД-24.040.00-КТН-062-14 приняты следующие категории участков прокладки трубопровода:

I категория:

а) на участках переходов через малые водоемы и водотоки с шириной зеркала воды в межень до 10 м и глубиной менее 1,5 м в границах участка, ограниченного ГВВ не ниже отметок 10 % обеспеченности;

б) на участках протяженностью 1000 метров от границ горизонта высоких вод 10 %-ной обеспеченности;

в) на участках пересечения с ВЛ-500 кВ.

II категория – на участках прокладки трубопровода в одном техническом коридоре и на пересечении с действующими коммуникациями, прочие.

2.1.2 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА ТРАССЫ

Географическое положение объекта: Чусовской район Пермского края.

Действующий МН «Сургут-Полоцк» проходит в одном техническом коридоре с действующими коммуникациями:

- МН «Холмогоры-Клин» DN 1200 мм;
- МГ «Пермь - Нижняя Тура» - 3 нитки DN 1000 мм (DN 1200 мм);
- кабели связи газопроводов и нефтепроводов;
- две линии ВЛ-10кВ.

Трасса проектируемого трубопровода проложена с правой стороны по ходу нефти параллельно действующему МН «Холмогоры-Клин» DN 1200 на расстоянии от него не менее 32 м.

На участках трассы при сближении и параллельном следовании с ВЛ минимальное расстояние между трубопроводом и крайним не отклоненным проводом принято в соответствии с требованиями ПУЭ 7 изд.

При выборе трассы трубопровода учитывалось перспективное развитие населенных пунктов, промышленных предприятий, автомобильных и железных дорог и других объектов, а также условия строительства и обслуживания трубопровода.

Минимальное расстояние от оси проектируемого нефтепровода до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных зданий и сооружений принимается равным от 50 до 200 м в зависимости от степени ответственности объекта и необходимости обеспечения их безопасности, в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 и РД-24.040.00-КТН-062-14.

Ведомость населенных пунктов попадающих в километровую зону представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Ведомость населенных пунктов, попадающих в километровую зону

№ п/п	Участок трассы				Название населенного пункта	Расстояние от оси трассы, м		Направление уклона		Административная принадлежность	Примечание
	Км		ПК								
	От	до	от	до		влево (м)	вправо (м)	к населенному пункту	от населенного пункта		
Демонтируемый МН "Сургут-Полоцк"											
1	1100	1100	11006+71	11016+17	п.Всесвятский	-	857	-	+	Пермский край, Чусовской район	-
2	1103	1103	11024+17	11040+37	п.Центральный	696	-	-	+	Пермский край, Чусовской район	-
3	1114	1114	11153+53	11155+55	Сады Ермак	-	877	-	+	Пермский край, Чусовской район	-
Проектируемый МН "Сургут-Полоцк"											
4	1100	1100	11004+23	11018+35	п.Всесвятский	-	803	-	+	Пермский край, Чусовской район	Защитные сооружения не требуются
5	1	1	1102	1104	п.Цент	77	-	-	+	Пермски	Защи

№ п/п	Участок трассы				Название населенного пункта	Расстояние от		Направление уклона		Административная принадлежность	Примечание
	Км		ПК								
	От	до	от	до		влево (м)	вправо (м)	к населенному пункту	от населенного пункта		
	103	103	7+49	0+34	ральный	2				й край, Чусовской район	тные сооружения не требуются
6	1105	1105	11055+45	11063+89	подсобное хозяйство ИК-37	-	961	-	+	Пермский край, Чусовской район	Защитные сооружения не требуются

В соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 устройство защитных сооружений при прокладке нефтепровода вблизи населенных пунктов, расположенных на отметках ниже трубопровода на расстоянии от них менее 1000 м, с низовой стороны от трубопровода проектом не предусмотрено.

Ведомость пересекаемых подземных коммуникаций представлена в таблице 4

Таблица 4 - Ведомость пересекаемых подземных коммуникаций

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примеча-ние
Демонтируемый МН Сургут-Полоцк									

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1100	11012	25.35	Каб.связи		0.50	-	83	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	
1100	11012	45.79	Каб.связи нед.	-	0.80	-	84	-	
1100	11012	85.73	газопровод	-	0.70	ст.150	71	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1100	11013	99.88	Каб.связи	-	0.60	-	67	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	
1100	11014	02.03	газопровод	-	0.40	ст.150	69	ООО «Газпромтрансгаз-Чайковский» Чусовская ЛЭС Горнозаводского ЛПУ МГ	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1100	11014	11.91	Каб.связи	-	0.40	-	78	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	
1110	11100	33.07	газопровод	-	2.20	ст.720	89	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Гремячинское ЛПУ МГ	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1110	11100	73.78	газопровод	-	1.60	ст.720	90	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Гремячинское ЛПУ МГ	
1110	11100	99.33	газопровод	-	1.30	ст.720	86	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Гремячинское ЛПУ МГ	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1110	11101	08.05	Каб.связи	-	0.60	-	86	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	
1110	11101	24.37	газопровод	-	0.60	ст.720	84	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Гремячинское ЛПУ МГ	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1110	11101	38.47	Каб. сил. 0.4кВ	-	0.50	-	68	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	
Проектируемый МН Сургут-Полоцк									
1100	11003	17.49	Каб.ЭХЗ	-	1.00	-	69	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1101	11012	70.15	Каб. сил 0.4кВ	-	1.00	-	82	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»	
1101	11012	99.05	Каб.связи	-	0.70	-	90	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1101	11013	09.12	газопровод	ст.	0.80	ст.150	90	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	
1101	11014	42.46	Каб.связи	-	1.30	-	88	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1101	11014	47.57	газопровод	ст.	0.40	ст.150	90	ООО «Газпромтрансгаз-Чайковский» Чусовская ЛЭС Горнозаводского ЛПУ МГ	
1101	11014	52.03	Каб.связи	-	0.30	-	89	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1105	11058	85.91	Каб.ЭХЗ	-	1.20	-	85	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»	
1110	11101	87.51	газопровод	Ст.	0,80	720	90	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1110	11102	20.28	Кабель связи	-	1,2	-	90	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	
1110	11102	27.28	газопровод	Ст.	1,0	720	90	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1110	11102	45.28	Каб. связи	-	1,60	-	90	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	
1110	11102	52.97	газопровод	Ст.	2,60	720	90	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1110	11102	77.32	газопровод	Ст.	1,4	720	90	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	
1110	11102	83.57	Каб. связи	-	0,90	-	88	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУ МГ	

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец	Примечание
1115	11156	63,64	Каб. связи	-	1,20	-	59	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»	
1115	11156	75,22	Нефтепровод	Ст.	1,80	1220	60	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»	
1115	11157	1.34	Каб. связи	-	0,60	-	67	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»	

Таблица 5 - Ведомость ЛЭП и ЛС, пересекаемых трассой

№ п/п	Пикет	Плюсовка, м	Наименование линии, напряжение	Число пересекаемых проводов, шт	Угол пересечения, градусы	Высота и род опор	Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м		Высота проводов, м			Владелец,
									Верхний			
									Нижний			
							Левый	Правый	Левый столб	Правый столб	точка	
Демонтируемый МН "Сургут-Полоцк"												
1	11012	77.92	10кВ+связь	3	80	-	8.6	11.6	8.0/5.4	4	5.8	ФКУ ИК-35
2	11054	43.99	500кВ Калино-Ниж. Тагил	9	47	-	68	309	34.2/23.8	-	15.2	
3	11055	69.35	220кВ Калино-Цемент	3	46	-	411	45	-	28.0/23.0	18.2	
4	11101	58.56	10кВ	3	85	-	10	22	9.3/7.1	11.5/11.4	8	
Проектируемый МН "Сургут-Полоцк"												
1	11013	01.78	10кВ+связь	5	89	6.5/7.5	30.1	28.2	6.5/4.5	7.8/4.6	4	ФКУ ИК-35
2	11053	99.52	500кВ Калино-Ниж. Тагил	9	65	-	181.1	195.6	34.2/23.8	-	23.0/11.4	
3	11055	00.52	220кВ Калино-Цемент	3	65	-	114.2	329.5	28.0/23.0	28.1/23.4	18.7	
4	111	04.3	10кВ	3	70	-	11.	47.	9.1/	8.8	8.3	

№ п/п	Пикет	Плюсовка, м	Наименование линии, напряжение	Число пересекаемых проводов	Угол пересечения, градус	Высота ро д оп ор	Расстояние от оси трассы до опор		Высота проводов, м			Владелец,
									Верхний			
									Нижний			
							Левый	Правый	Левый стойб	Правый столб	точка	
	03	1					6	7	8.9			
5	11156	56.85	10кВ	3	59	9.9/9.4	60.7	49.9	10.2/9.3	9.4/8.3/8.0	6.6	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»

Ведомость переходов через автомобильные дороги с твердым покрытием представлена в таблице 6.

Таблица 6.- Ведомость переходов через автомобильные дороги с твердым покрытием

п/п	Местоположение по трассе нефтепровода, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование дороги	Километраж автодороги в месте пересечения с трассой нефтепровода	Категория дороги	Угол пересечения, градусы	Тип покрытия	Ширина основания насыпи, м	Ширина проезжей части, м
Демонтируемый МН Сургут-Полоцк										
1	1101	11012	66.73	автодорога Всесвятское-Шайтан	-	-	81	щебень	7.92	7.92
2	1107	11067	90.22	подъездная дорога	-	-	88	цемент	10.12	10.12
Проектируемый МН Сургут-Полоцк										
1	1101	11012	90.54	автодорога Всесвятское-Шайтан	-	-	89	щебень	7.51	7.51
2	1107	11069	11.38	подъездная дорога	-	-	89	цемент	8.35	8.35

2.2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕГО НЕФТЕПРОВОДА

Назначение объекта: транспортировка нефти;

Характеристика участка нефтепровода:

– Наименование нефтепровода "Сургут-Полоцк";
– Условный диаметр (мм) - 1200;
– Тип, класс нефти - ГОСТ Р 51858-2002;
– Вязкость нефти – 6,33 сСт;
– Плотность нефти – 869,4 кг/м.куб;
– Температура перекачиваемой нефти 8-40°С;
– Наименование НПС обслуживающей данный участок нефтепровода: ЛПДС “Лысьва”;
– Год вода в эксплуатацию нефтепровода – 1980г.;
– Тип изоляции – пленочная;
– Максимальное проектное давление на выкиде НПС “Бисер” 1050 км – 4,26 МПа
– Применяемая система регулирования давления на участке – ССВД на НПС “Лысьва” 1137км;
– Пропускная способность – 90 млн.тн/год, т.ст – 12-14 мм, марка стали – 17Г1С, класс прочности – К52, 1,47-387, 10-20°С;
– Существующие УЗА на участке замены: з-ка № 191 на 1106км;
– Глубина залегания существующего н/провода 1,2 – 2м;

Точками подключения проектируемого участка к действующему трубопроводу являются:

– на 1096,8 км (ПК 10968+0,00 - начало участка проектирования) - подключение к проектируемому участку реконструкции « Замена участка МН "Сургут-Полоцк", участок ЛПДС "Платина"- ЛПДС "Лысьва" 1077,4-1096,8 км Ду 1200 мм, Пермское РНУ. Реконструкция" (объект 2013 г.) с исключением отводов;

– на 1115,7 км (ПК 11157+29,00 - конец участка проектирования) - подключение к действующему трубопроводу (секция 144500).

Протяженность проектируемого участка трубопровода составляет 18,928 км..

2.3 Определение толщины стенки трубопроводов

Исходные данные :

$D_н$ = 1220 мм – наружный диаметр трубопровода;

p = 4,26 МПа – расчетное рабочее давление;

R_1^n = 550 МПа – временное сопротивление металла трубы (класс прочности К56);

R_2^n = 410 МПа – предел текучести металла трубы (класс прочности К56);

$\mu =$ 0,3 – коэффициент Пуассона;

$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/град – коэффициент линейного расширения металла трубы;

E = 206000 МПа – модуль упругости материала трубы;

Для расчетов трубопровода на прочность и устойчивость в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 приняты следующие коэффициенты:

– m = 0,825– коэффициент условий работы трубопровода I и II категории;

– k_1 = 1,4 – коэффициент надежности по материалу;

– k_2 = 1,15 – коэффициент надежности по материалу;

– $k_н$ = 1,155– коэффициент надежности по назначению трубопровода;

– $k_{н.в.}$ = 1,03-1,1 – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия.

– Основные физические характеристики труб

Нормативные механические характеристики основного металла принятых труб при испытании образцов на растяжение приведены в таблице 7

Таблица 7 – Нормативные механические характеристики

Диаметр, мм	Класс прочности	Временное сопротивление, МПа	Предел текучести, МПа	Номинальная толщина стенки, мм	Ударная вязкость KCV, Дж/см^2, не менее		Ударная вязкость KCU, Дж/см^2, не менее		Коэффициент надежности по материалу, K1
					основного металла труб	сварного шва	основного металла труб	сварного шва	
1220	K56	550	410	Св.10 до 25 вкл.	34 (-20 ˚C)	29 (-20 ˚C)	39 (-60 ˚C)	34 (-60 ˚C)	1,40

Отношение предела текучести к временному сопротивлению разрыву (σT / σB) основного металла труб не должно превышать 0,9. Значение эквивалента углерода $C_э$ и параметра стойкости против растрескивания $P_{ст}$, характеризующих свариваемость стали, не должны превышать 0,42 и 0,23. Требования к химическому составу и структуре металла, применяемого для изготовления труб, должны соответствовать ОТТ-23.040.00-КТН-135-15.

Расчетную толщину стенки трубопровода , следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_н}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}$$

Расчетное сопротивление металла трубы по временному сопротивлению определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{550 \cdot 0{,}825}{1{,}4 * 1{,}155} = 280{,}612$$ МПа,

Расчетное сопротивление металла трубы по пределу текучести определяется по формуле:

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = \frac{1{,}15 \cdot 4{,}26 \cdot 1220}{2 \cdot (280{,}612 + 1{,}15 \cdot 4{,}26)} = 10{,}47$$ мм.

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего бо́льшего по сортаменту, т.е. принимаем $\delta_н$ = 14,0 мм.

Толщина стенки труб нефтепровода определена исходя из величины максимального рабочего давления на выходе НПС "Бисер" и с учетом проверок на прочность и устойчивость подземных трубопроводов в соответствии со СП 36.13330.2012.

Выбор трубной продукции осуществлен в соответствии с СП 36.13330.2012.

Для строительства нефтепровода на участках прокладки категории I и II приняты трубы электросварные прямошовные, диаметром 1220 мм толщиной стенки 14 мм, второго уровня качества, классом прочности К56 соответствующие требованиям ОТТ-23.040.00-КТН-135-15..

Определение температурного перепада

Δt_1:=40 –температурный перепад при гидравлических испытаниях;

Δt_2 :=35.0- -27 –температурный перепад при эксплуатации

Δt =62 – расчетный температурный перепад

2.4Поверочный расчет нефтепровода на прочность

Проверка подземного трубопровода на прочность проведена в соответствии со СП 36.13330.2012.

Условие прочности определяется уравнением, п.12.4.5 СП 36.13330.2012:

$$[\sigma_{пр N}] \le \psi R_1, \ где$$

$\sigma_{пр N}$ - продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

R_1 - расчетное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \ где$$

R_H- нормативное сопротивление растяжению металла труб, МПа;

m -коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 1 СП 36.13330.2012;

k_1 - коэффициент надежности по материалу трубопровода, принимаемый по таблице 9 СП 36.13330.2012[22];

k_H - коэффициент надежности по надежности материала трубопровода, принимаемый по таблице 11 СП 36.13330.2012[22];

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{550 \cdot 0{,}825}{1{,}4 * 1{,}155} = 280{,}612 \text{ МПа}$$

$$\psi = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \text{ где}$$

$\sigma_{кц}$ - кольцевое напряжение от расчетного внутреннего давления, МПа:

$$\sigma_{кц} = \frac{nP\,D_{вн}}{2\delta}, \text{ где}$$

n - коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый по таблице 13 СНиП 2.05.06-85 [22];

P - рабочее давление, МПа;

$D_{вн}$ - внутренний диаметр трубопровода, м;

δ – расчетная толщина стенки трубопровода, м;

$$\sigma_к = \frac{n \times P \times D\,вн}{2 \times \delta} = \frac{1{,}15 \times 4{,}26 \times 1192}{2 \times 14} = 208{,}557\ МПа$$

$$\psi = \sqrt{1 - 0{,}75 \cdot \left(\frac{208{,}557}{280{,}612}\right)^2} - 0{,}5\frac{208{,}557}{280{,}612} = 0{,}39$$

$$\sigma_{пр\,N} = -\alpha E \Delta t + \mu \sigma_{кц} + \sigma_{оу}, \text{ где}$$

α – коэффициент линейного расширения материала труб, $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$,$^oC^{-1}$;

E – модуль упругости материала труб,МПа;

Δt – расчетный температурный перепад, ^{o}C;

μ – коэффициент поперечной упругой деформации металла;

$\sigma_{оу}$ - дополнительное напряжение в трубопроводе от неравномерных деформаций, МПа;

$$\sigma_{пр\,N} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}1 \cdot 10^5 \cdot 62 + 0{,}3 \cdot 208{,}557 = -90{,}69677;$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений.

$$\psi\, R_1 = 0{,}39 \cdot 280{,}612 = 109{,}44 \ \ МПа;$$

[-90,69677]<109,44.

Условие прочности нефтепровода выполняется.

Проверка недопустимых пластичных деформаций

Должно соблюдаться следующее условие:

$$\sigma_{пр\,S} \le \psi_3 \frac{m}{0{,}9\,k_2} R_2, \text{ где}$$

$\sigma_{пр\,S}$ - максимальные суммарные продольное напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа

$$\sigma_{npS}=\left(\frac{\mu P_p D_{вн}}{2\delta}-\alpha\nabla tE\right)+\frac{E D_H}{2p}$$

$$\sigma_{npS}=\left(\frac{0{,}3\cdot 4{,}26\cdot 1192}{2\cdot 14}-12\cdot 10^{-6}\cdot 62\cdot 2{,}1\cdot 10^{5}\right)+\frac{2{,}1\cdot 10^{5}\cdot 1220}{2\cdot 1080}=118{,}51\ \ МПа.$$

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

k_2 - коэффициент надежности по материалу;

R_2 - расчетное сопротивление, МПа;

$$R_2=\frac{R_2^H\cdot m}{k_2\cdot k_H}=\frac{410\cdot 0{,}825}{1{,}15\cdot 1{,}155}=254{,}66\ \ МПа;$$

$$\psi_3\frac{m}{0{,}9k_2}R_2=1\cdot\frac{0{,}825}{0{,}9\cdot 1{,}15}\cdot 254{,}66=202{,}99\ \ МПа;$$

$$118{,}51\ <202{,}99.$$

Условие выполняется, следовательно, недопустимых пластичных деформаций не будет.

2.5 Основные проектные решения по прокладке нефтепровода

Технические решения, принятые в проекте, выполнены в соответствии с федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утвержденными приказом Ростехнадзора от 06.11.2013 г. № 520.

При выборе оборудования линейной части учтены все виды нагрузок и воздействий, возникающих на этапах строительства, эксплуатации магистрального нефтепровода и определенных на основе инженерных изысканий, которые могут повлиять на надежность и безопасность линейной части.

Линейная часть магистрального нефтепровода подразделяется на категории в зависимости от назначения участка прокладки МН. В соответствии с СП 36.13330.2012 к участкам предъявляются требования, обеспечивающие снижение риска аварий.

Технические решения, принятые при разработке проектной документации обеспечивают безопасность технологических процессов, безопасную эксплуатацию трубопровода с учетом рельефа, грунтовых и природно-климатических условий.

Запорная арматура, установленная на линейной части МН обеспечивает возможность дистанционного и местного останова технологического процесса при проектных режимах эксплуатации и в случае аварии или инцидента.

Техническими решениями быть обеспечена компенсация перемещений трубопровода от изменения температуры, воздействия внутреннего давления.

Проектной документацией определены требования к трубопроводам, арматуре, соединительным деталям по величине давлений и продолжительности испытаний на прочность и герметичность.

Технические решения в проектной документации предусматривают возможность очистки полости трубопроводов после строительства и удаления воды после проведения гидроиспытаний. Технологические процессы очистки полости трубопровода, диагностических работ обеспечивают безопасную эксплуатацию трубопровода.

Проектом предусмотрены безопасные обслуживание и ремонт оборудования наземных объектов линейной части трубопровода.

Технические решения исключают всплытие трубопровода на переходах через водотоки, при прокладке подземных трубопроводов на участках с высоким уровнем грунтовых вод и долгосрочным подтоплением паводковыми водами в соответствии с п.п.29, 30 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

Проектом установлены способы и средства противокоррозионной защиты, обеспечивающие безаварийное (по причине коррозии) функционирование трубопровода.

Минимально допустимый радиус упругого изгиба для труб диаметром 1220 мм составляет 1200 м в соответствии с РД-93.010.00-КТН-011-15 таблица 9.2. В проекте приняты расчетные радиусы упругого изгиба трубопровода диаметром 1220 мм, в зависимости от величины угла поворота, с минимальным значением равным 1200 м, при котором напряжения в трубопроводе не превышают допускаемые.

Помимо упругого изгиба, для поворотов трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях применяются отводы холодного гнутья с унифицированным радиусом 60 м и отводы с радиусом 5 DN, изготовленные с помощью индукционного нагрева (горячие отводы).

Минимальная ширина траншеи понизу назначена в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, РД-24.040.00-КТН-062-14, РД-93.010.00-КТН-011-15 и СП 86.13330.2014.

Ширина траншеи по дну независимо от характеристики грунтов принята не менее 1,8 м.

При балластировке утяжеляющими грузами ширина траншеи по дну принимается из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи, но не менее 2,2 D.

На участках монтажа отводов холодного и горячего гнутья для поворота трубопровода в горизонтальной плоскости ширина траншеи по дну должна быть не менее удвоенной ширины траншеи, разрабатываемой на соседних прямолинейных участках.

На переходах водных преград ширина траншеи по низу определяется с учетом требований ВСН 010-88.

2.6 Проведение работ по организации ремонта.

В соответствии с заданием на участке проектирования будет производиться строительство следующих объектов:

– строительство нового участка трубопровода DN 1200 параллельно существующему с последующим подключением к действующему МН;

– установка линейной запорной арматуры на ПК 11057+66,00;

– обустройство переходов МН через существующие искусственные и естественные препятствия;

– установка вантузов в верхних точках рельефа - 3 шт. (на 11036+20,00, 11097+45,00, 11129+50);

– сооружения инженерно-технических средств охраны площадки узла запорной арматуры;

– сооружения средств электрохимзащиты (ЭХЗ);

– сооружения телемеханизации;

– гидроиспытание построенного участка;

– установка реперов, маркерных пунктов и опознавательных знаков;

– очистка и опорожнение трубопровода от воды;

– опорожнение замененного участка трубопровода от нефти и вывод его из эксплуатации;

– демонтаж трубопровода на участках переходов через автодороги и в точках подключения к действующему трубопроводу (протяженностью по 100 м);

– демонтаж оставшихся линейных участков МН, не входящих в объем подрядных работ, организовывается силами Заказчика в соответствии с письмом ОАО «АК «Транснефть» №08-01-06/23133 от 08.05.14г. и требованиями ОР-23.040.00-КТН-056-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок реализации металлолома, учета и хранение»;

– техническая и биологическая рекультивация земли.

2.7 Подготовительные работы

Цель подготовительных работ – обеспечение возможности выполнения основных видов работ по прокладке трубопровода, а также работ по строительству переходов его через естественные и искусственные преграды. Подготовительные работы выполняются с некоторым опережением основных видов работ. Во время подготовительных работ производится

- подготовка подъездных и вдольтрассовых дорог, мостов для выполнения перебазировки и доставки машин, механизмов, материалов и людей к месту производства работ;
- размещение и обустройство полевых городков, решение вопросов питания, быта рабочих;
- оборудование пунктов погрузки и выгрузки;
- перебазировку ремонтных колонн к месту работы;

- организацию пунктов хранения горюче-смазочных материалов;
- устройство временных складов;
- оборудование пунктов технического обслуживания машин и механизмов, баз по приготовлению битумной мастики;
- обеспечение ремонтно-строительной компании системой двухступенчатой связи: первая ступень - радиосвязь между мастером (прорабом), диспетчером и руководством подрядчика; вторая ступень - радиосвязь между мастером (прорабом) и отдельными бригадами, звеньями, экипажами машин;
- подготовка ремонтной полосы (совместно с Заказчиком).

Производство ремонтных работ разрешается начинать после завершения организационно-технической подготовки и получения письменного разрешения от руководства на право производства работ.

Перед началом работ исполнитель должен поставить в известность местные органы надзора о сроках проведения работ по капитальному ремонту нефтепровода.

Жилой городок базируется в районе производства работ, там же находится площадка строительной техникой.

Для проезда машин и механизмов по обводненным и заболоченным участкам трассы с учетом обеспечения свободного проезда монтажной зоны и складирования конструкций предусмотрено строительство вдольтрассового проезда шириной 6 метров.

К основным работам по устройству вдольтрассового проезда относятся:

- планировка проезжей части;
- работы по усилению существующих дорог;
- устройство лежневых дорог;
- устройство съездов с автодорог;
- устройство переездов через трубопровод.

2.8Основной период

2.8.1 Земляные работы

Земляные работы при ремонте трубопроводов следует выполнять механизированным способом в строгом соответствии с проектно-технической документацией. Выполнение земляных работ вручную допускается лишь в местах, где механизация работ затруднена (пересечение трубопровода с подземными коммуникациями, наличие запорной арматуры и т.п.).

Срезку плодородного слоя почвы осуществлять бульдозером со складированием во временный отвал. После окончания строительно-монтажных работ плодородный грунт из отвала используется для выполнения работ по рекультивации полосы временного отвода.

К началу работ по рытью траншеи должны быть получены:

- письменное разрешение на право производства земляных работ в зоне расположения подземных коммуникаций, выданное организацией, ответственной за эксплуатацию этих коммуникаций;

- наряд-задание экипажу экскаватора (если работы выполняются совместно с бульдозерами, то и машинистам этих машин) на производство работ.

Разработка грунта механизированным способом вблизи пересекаемых коммуникаций допускается на расстоянии не ближе 2м от боковой стенки и не менее 1м над верхом коммуникации. Оставшийся грунт разрабатывается вручную.

Размеры и профили траншей устанавливаются в проектной документации в зависимости от назначения и диаметра трубопроводов, характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий.

Ширина траншеи по дну принята 1,8м.

Наибольшую крутизну откосов траншеи следует принимать согласно СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты» в таблице 3 "Крутизна откоса для различных видов грунтов", в обводненных грунтах – согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» в таблице 4 "Крутизна откосов траншей, разрабатываемых в болотистой местности"

Таблица8 –**Крутизна откоса для различных видов грунтов**

N п/п	**Виды грунтов**	**Крутизна откоса (отношение его высоты к заложению) при глубине выемки, м, не более**		
		1,5	3,0	5,0
1	Насыпные неслежавшиеся	1:0,67	1:1	1:1,25
2	Песчаные	1:0,5	1:1	1:1
3	Супесь	1:0,25	1:0,67	1:0,85
4	Суглинок	1:0	1:0,5	1:0,75
5	Глина	1:0	1:0,25	1:0,5
6	Лессовые	1:0	1:0,5	1:0,5

Таблица 9 **– Крутизна откосов траншей, разрабатываемых в болотистой местности**

Торф	**Крутизна откосов траншей, разрабатываемых на болотах типа**

	I	II	III (сильно обводненные)
Слабо разложившийся	1:0,75	1:1	-
Хорошо разложившийся	1:1	1:1,25	-

В местах, где геологический разрез представлен различными грунтами, величина откосов назначается по наиболее слабому грунту.

Укладка трубопровода в траншею производится после инструментальной проверки соответствия исполнительного профиля дна траншеи проектному.

Для обеспечения продольной устойчивости трубопровода должно строго выдерживаться проектное заглубление и проектный радиус кривизны трубопровода.

Во избежание овализации трубопровода, при его засыпке, проектом предусматривается трамбовка грунта в пазухах траншеи слоями 0,2 м трамбовочными машинами. Степень уплотнения 0,85 от естественной плотности грунта.

Разработка траншеи производиться одноковшовыми экскаваторами, обратная засыпка производится бульдозерами, на обводненных участках – экскаваторами.

На участках с поперечными уклонами разрабатывается полка для ликвидации поперечного уклона или его уменьшения до 8°. Ширина полки обеспечивает возможность разработки траншеи и кювета, сварки труб в плети, их укладки, проезда строительных и транспортных машин.

Для проезда техники и механизмов может использоваться отвал, уложенный на косогоре от разработки полки (полунасыпь) в том случае, если отвал удерживается на косогоре устойчиво.

Разработка полки выполняется в последовательности:

- снятие гумусного и рыхлого слоев почвы;
- рыхление грунта механическим способом;
- разработка разрыхленного грунта;
- повторное рыхление грунтов (при необходимости);
- разработка разрыхленного грунта;
- формирование полки (планировка подошвы и откосов, уплотнение насыпной части полки, устройство вдоль подошвы откоса кюветов, а также водоотливных лотков).

Разработка полки производится бульдозерами, одноковшовыми экскаваторами или вместе бульдозером и экскаватором.

Разработку полки бульдозерами можно вести по двум схемам: продольно-косыми и поперечными ходами. Первая схема используется на поперечных уклонах до 25°, вторая схема - до 15°. В обоих случаях

разработка грунта ведется послойно по мере перемещения грунта каждого слоя в отвал.

На поперечных уклонах свыше 25° разработку полки ведут одноковшовым экскаватором, оборудованным прямой лопатой. При применении обратной лопаты для перемещения грунта используется бульдозер.

Разработка траншеи, производится одноковшовым экскаватором (обратная лопата) на гусеничном ходу движением сверху вниз или снизу вверх. В отдельных случаях может быть использован роторный экскаватор или бульдозер или роторный экскаватор и бульдозер вместе.

Разработка траншеи на участках трассы с продольным уклоном до 15° выполняется одноковшовым экскаватором без его анкеровки.

При уклонах до 10° разработка ведется сверху вниз или снизу вверх в зависимости от наличия траншеи на прилегающих участках с целью исключения разработки перемычек.

При уклонах от 10° до 15° разработка траншеи выполняется сверху вниз, что позволяет убирать скатывающиеся сверху по траншее камни экскаватором по ходу работы.

При работе на продольных уклонах от 15° до 35° разработка траншеи производится с анкеровкой экскаваторов.

На продольных уклонах до 22° разработка траншеи одноковшовым экскаватором производится в направлении либо снизу вверх, либо сверху вниз по склону.

На участках с уклоном более 22° допускается вести работы при прямой лопате только в направлении сверху вниз по склону ковшом вперед по ходу работ, а при обратной лопате - только сверху вниз по склону ковшом назад по ходу работ.

Разработку траншей на продольных уклонах до 36° в грунтах, не требующих рыхления, следует производить одноковшовыми или роторными экскаваторами; в предварительно разрыхленных грунтах - одноковшовыми экскаваторами.

Работа роторных экскаваторов разрешается на продольных уклонах до 36° при движении их сверху вниз. При уклонах от 36° до 45° применяется анкеровка экскаваторов.

Работа одноковшовых экскаваторов при продольном уклоне свыше 22° и роторных экскаваторов при уклоне свыше 45° должна выполняться специальными приемами согласно проекту производства работ.

В качестве подвижного анкера используется бульдозер.

Во время остановок экскаватор стопорится ковшом в траншее, а анкер освобождают и выполняют другие необходимые работы.

Анкеровка экскаватора на уклонах до 22° может производиться лебедкой; анкеровка лебедки производится с помощью бульдозера. Для

увеличения стопорящего усилия бульдозер устанавливается отвалом в сторону экскаватора, отвал врезается в грунт на глубину не менее 0,5 м и якорный трос зацепляют за толкающий брус отвала.

Крупные камни на дне траншеи, не позволяющие выровнять дно траншеи, дополнительно разрушаются пневмомолотками, накладными зарядами или гидравлическим скалодробителем.

Наращивание трубопровода на уклонах более 25˚:

доставка отдельных труб или трубных секций на специально подготовленные площадки, которые размещаются на горизонтальных участках трассы;

опуск заанкерованным трубоукладчиком двух трубок или одиночных труб по траншее с последующей сваркой в траншее снизу вверх.

При строительстве трубопровода на уклонах до 25˚ укладка производится с бровки траншеи. На уклонах более 25˚, изоляционно-укладочные работы выполняются совместно со сварочно-монтажными вдоль траншеи.

При прокладке трубопровода в скальных и полускальных грунтах, а также в грунтах с включением гальки и щебня размером более 50 мм предусмотрено устройство подушки под нефтепровод над выступающими неровностями дна траншеи высотой 0,2 м и обсыпка над верхней образующей нефтепровода 0,2 м из мягкого минерального (песчаного) грунта.

В качестве мягкого грунта подсыпки принимается песок крупный, средней крупности, мелкий или пылеватый по ГОСТ 25100-2011.

При строительстве трубопровода укладка производится с бровки траншеи с помощью трубоукладчиков.

На участках пересечения нефтепровода с подземными коммуникациями трубопровод укладывается протаскиванием.

Обратная засыпка уложенного трубопроводов выполняется бульдозером.

Для обеспечения продольной устойчивости трубопровода должны строго выдерживаться проектное заглубление и проектный радиус кривизны.

В местах проезда строительной техники над действующими подземными трубопроводами предусматривается устройство временных переездов с укладкой дорожных плит.

Проектируемые участки нефтепровода оборудуется опознавательно-предупреждающими знаками, обозначающими трубопроводом на местности.

Запрещено складировать отвалы минерального грунта в границах прибрежных защитных полос пересекаемых водных преград.

Земляные работы должны производиться с операционным контролем всех технологических операций.

Перед началом засыпки трубопровода необходимо:

– проверить проектное положение трубопровода и плотное его прилегание ко дну траншеи;

– проверить качество и в случае необходимости отремонтировать изоляционное покрытие;

– провести предусматриваемые проектом работы по предохранению изоляционного покрытия от механического повреждения;

– получить письменное разрешение на засыпку уложенного трубопровода;

– выдать наряд-задание на производство работ машинисту.

Засыпать траншею следует непосредственно после укладочных работ (после балластировки трубопровода или закрепления его анкерными устройствами).

При засыпке трубопровода необходимо обеспечить:

– сохранность труб и изоляции;

– плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи;

– проектное положение трубопровода в горизонтальной плоскости.

Засыпка трубопроводов выполняется бульдозером или экскаватором с равномерным послойным уплотнением грунта до проектной плотности с обеих сторон трубы.

При засыпке трубопровода грунтом, содержащим мерзлые комья, щебень, гравий и другие включения размером более 50 мм в поперечнике, изоляционное покрытие следует предохранять от повреждений присыпкой мягким грунтом на толщину 20 см над верхней образующей трубы или устройством защитных покрытий, предусмотренных проектной документацией.

На участках местности с вертикальными кривыми трубопровода (в оврагах, балках, на холмах и т.п.) засыпку следует производить сверху вниз.

В местах с уменьшенной полосой отвода засыпку выполняют косоперекрестными или косопоперечными параллельными проходами бульдозера. После искусственного или естественного уплотнения грунта в траншее выполняют техническую рекультивацию, которая заключается в возвращении плодородного слоя почвы на нарушенную площадь с насыпкой и планировкой.

После завершения технической рекультивации выполняют биологическую рекультивацию, включающую проведение комплекса агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, предусмотренных техническими условиями соответствующих заинтересованных организаций и включенных в проектно-сметную документацию.

Восстановление земельных участков с плодородным слоем почвы (улиц, скверов и т.д.) производят в ходе работ, а при невозможности этого в течение одного года после завершения работ или срока, оговоренного в технических условиях.

2.8.2Сварочные работы

Подготовка труб и деталей к сборке

Сварка труб – ответственный вид работ, выполняемый на трассе специализированной бригадой, оснащенной машинами и механизмами, позволяющими ей выполнять весь комплекс сварочно-монтажных работ:

-предварительную очистку полости трубы;

-правку вмятин и зачистку кромок;

-сборку и монтаж трубы или трубной секции со сваркой корневого шва;

-сварку заполняющих и облицовочных слоев стыка.

Для выполнения сварочно-монтажных работ в основном используются следующие машины и механизмы:

-краны-трубоукладчики;

-сварочные агрегаты с числом постов, равным числу рабочих мест сварщиков;

-трактор-бульдозер;

-внутренние или наружные центраторы;

-устройства для подогрева стыков;

-клещевые захваты или монтажные полотенца.

Перед началом сварочно-монтажных работ необходимо:

1) убедиться в том, что используемые трубы, соединительные детали, запорная и распределительная арматура имеют сертификаты качества и соответствуют проекту, техническим условиям на их поставку;
2) спланировать площадку;
3) построить временные дороги вдоль площадки;
4) развести и разложить на площадке трубы;
5) разместить в зоне производства работ кран-трубоукладчик, сварочный агрегат, бульдозер, наружный центратор, инвентарные лежки.

Необходимо выполнить визуальный осмотр труб, соединительных деталей и арматуры. На поверхности труб или деталей не допускаются:

- трещины, плены, рванины, закаты любых размеров;
- царапины, риски и задиры глубиной более 0,4 мм;
- местные перегибы, гофры и вмятины;
- расслоения на концах труб.

В местах, пораженных коррозией, толщина стенки труб или деталей не должна выходить за пределы минусовых допусков, установленных техническими условиями на поставку. Замер толщины стенки трубы на этих участках необходимо выполнять с помощью ультразвукового толщиномера с точностью не менее 0,1 мм.

Допускается производить зачистку на поверхности труб и деталей царапин, рисок и задиров глубиной свыше 0,4 мм, а также участков поверхности, пораженных коррозией, при условии, что толщина стенки

после устранения дефектов не будет выходить за пределы минусовых допусков, установленных техническими условиями на поставку.

Допускается исправление на торцах труб плавных вмятин глубиной не более 3,5% от диаметра трубы. Правка должна осуществляться безударными разжимными устройствами.

Допускается ремонт сваркой дефектов кромок труб (забоин, задиров) глубиной не более 5 мм с последующей механической зачисткой мест исправления дефектов до восстановления необходимого скоса кромок.

Перед сборкой труб необходимо очистить внутреннюю полость труб и деталей от попавшего внутрь грунта, грязи, снега, а также очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб и соединительных деталей на ширину не менее 10 мм.

Технологии сварки, сварочные материалы и сварочное оборудование должны быть аттестованы в соответствии с требованиями:

- СНиП III-42-80*;
- РД-25.160.00-КТН-037-14;
- РД 03-615-03;
- РД 03-614-03;
- РД 03-613-03;
- РД-03.120.10-КТН-007-16.

Перед выполнением работ по сварке стыков труб производится подогрев свариваемых кромок и прилегающих к нему участков труб согласно РД-25.160.00-КТН-037-14.

Сварные соединения трубопровода выполняются односторонней сваркой без подварки или с подваркой корневого слоя шва либо двухсторонней сваркой по технологиям, регламентированным РД-25.160.00-КТН-037-14.

Требования к сварным соединениям, технологиям сварки, сварочным материалам для приварки конструкций к магистральному нефтепроводу соответствуют требованиям РД-25.160.00-КТН-037-14, ОТТ-25.160.00-КТН-068-10.

Все сварщики и специалисты сварочного производства, занятые на объектах строительства, должны быть аттестованы в соответствии с РД 03-495-02 и с РД-25.160.00-КТН-037-14, РД-03.120.10-КТН-007-16.

Методы и объемы контроля сварных соединений при строительстве трубопровода должны соответствовать требованиям РД-25.160.10-КТН-016-15.

Контроль сварных стыков на участках I, II категории выполняется в объеме:

- 100 % визуально-измерительным методом;
- 100 % радиографическим;
- 100 % ультразвуковым методом.

В соответствии с п. 21.4.10. РД-75.200.00-КТН-012-14 и п. 11 ОР-91.200.00-КТН-120-13, в границах перехода малых водотоков (русловая часть и береговая часть длинной по 100 м от уреза воды при меженном уровне) и в границах подводных переходов предусматривается дублирующий контроль сварных стыков в объёме 100 % радиографическим методом, заказчиком в присутствии специалиста строительного контроля.

В соответствии с требованиями ТПР-75.180.00-КТН-126-12 производится контроль сварных стыков защитного футляра в объеме:

– 100 % визуально-измерительным методом;
– 100 % ультразвуковым методом.

Врезку проектируемого участка МН в существующий предусматривается производить гарантийными стыками с оформлением акта на сварку гарантийного стыка, в соответствии с формой 2.7, представленной в ВСН 012-88 часть 2, «Контроль качества и приемка работ».

Просвечивание сварного гарантийного стыка рентгеновскими лучами по ГОСТ 7512-82 необходимо производить не менее чем с трех экспозиций, с обязательным дублированием проверки качества сварного стыка ультразвуком по ГОСТ Р 55724-2013, с последующим проявлением рентгеновских снимков и составлением заключения по качеству сварки каждого гарантийного стыка.

В зависимости от крутизны склонов (уклонов) применяются различные схемы производства сварочно-монтажных работ:

– сварка плети на берме траншеи из одиночных труб или секций и укладка ее в траншею колонной трубоукладчиков;
– сварка плети в траншее из одиночных труб или трубных секций;
– сварка на верхних площадках одиночных труб или секций с протаскиванием плети по мере наращивания по траншее сверху вниз;
– сварка на нижних площадках одиночных труб или секций с протаскиванием плети по мере наращивания по траншее снизу вверх.

Сварка плети на берме траншеи из одиночных труб или секций и ее укладка в траншею колонной трубоукладчиков применяется на продольных уклонах до 15°. При этом техника работает без анкеровки.

С целью обеспечения удобства работ, улучшения процесса сборки стыка следует работы вести снизу вверх (на уклонах от 5° до 15°). Труба или секция подается на стреле трубоукладчика сверху вниз.

Сварка плети в траншее из одиночных труб или трубных секций производится на уклонах от 15 до 20°. Работы ведутся снизу вверх с подачей труб (секций) сверху вниз на стреле трубоукладчика, при этом техника анкеруется.

Учитывая, что на больших, уклонах (свыше 15°) сборка и сварка кольцевых стыков в траншее весьма трудоемкие и опасные операции, целесообразно сварку плетей на таких уклонах вести из двухтрубных секций.

Их сварка организуется на вершине уклона на площадке с малым уклоном с применением инвентарных подкладок и внутреннего центратора. К месту монтажа секция подается одним трубоукладчиком.

Строительно-монтажные работы на участках с продольным уклоном свыше 20° производятся в следующем порядке:

– обустройство монтажной площадки;

– ввоз труб, строительных материалов и оборудования;

– рытье траншеи;

– установка в рабочее положение строительных машин и оборудования;

– производство сварочно-монтажных работ в траншее методом наращивания.

Наращивание трубопровода на уклонах более 25˚:

доставка отдельных труб или трубных секций на специально подготовленные площадки, которые размещаются на горизонтальных участках трассы;

опуск заанкерованным трубоукладчиком двухтрубок или одиночных труб по траншее с последующей сваркой в траншее снизу вверх.

При строительстве трубопровода на уклонах до 25˚ укладка производится с бровки траншеи. На уклонах более 25˚, изоляционно-укладочные работы выполняются совместно со сварочно-монтажными вдоль траншеи.

2.8.3 Строительство в сложных инженерно-геологических условиях

Среди процессов, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку, на участке возможно развитие карстовых процессов, морозное пучение грунтов в зоне сезонного промерзания-оттаивания, а также современные геологические процессы, обусловленные действием поверхностных вод.

При строительстве трубопровода на обводненных участках необходимо проводить работу и передвижение обычной техники по предусмотренным вдольтрассовым проездам. Вдольтрассовый проезд устраивается из привозного грунта. На заболоченных участках предусмотрено устройство лежневых дорог.

На участках подтопления подземными водами, для обеспечения устойчивости положения трубопровода предусмотрена балластировка железобетонными и чугунными грузами.

При прокладке трубопровода по направлению уклона местности свыше 20 % следует предусматривать устройство противоэрозионных экранов и перемычек из естественного глинистого грунта.

При прокладке трубопровода, укладка которого должна производиться на косогорах, предусмотрена срезка и подсыпка грунта с целью устройства рабочей полосы (полки).

На участках с поперечными уклонами свыше 8º должна разрабатываться полка для ликвидации поперечного уклона или его уменьшения до 8º. Ширина полки должна обеспечить возможность разработки траншеи и кювета, сварки труб в плети, их укладку, проезд строительных и транспортных машин.

Для проезда техники может использоваться отвал, уложенный на косогоре от разработки полки (насыпной участок полки) в том случае, если отвал удерживается на косогоре устойчиво. Критерием устойчивости отвала является угол поперечного уклона, не превышающий угол внутреннего трения насыпного (разрыхленного) грунта.

Расчет устойчивости насыпной части полки следует выполнять с учетом воздействия на нее работающих машин при самой неблагоприятной их расстановке.

На косогорах с поперечным уклоном свыше 11º до 18º включительно для устойчивости насыпного грунта следует устраивать уступы.

На косогорных участках с поперечным уклоном свыше 18º полки следует устраивать только за счет срезки грунта. Ширина полки должна быть достаточной для рытья кювета, траншеи, проезда техники. Полунасыпь для проезда техники использовать не допускается.

На косогорных участках с поперечным уклоном более 8º при подземной прокладке трубопровода в случае наличия курумного слоя последний при разработке полки должен быть предварительно срезан.

Крутизна откоса полки на косогорах в зависимости от вида грунта составляет:

- скальные слабовыветривающиеся 1:0,2;
- скальные выветривающиеся 1:1;
- скальные легковыветривающиеся 1:1,5;
- крупнообломочные, песчаные, глинистые, твердой, полутвердой, тугопластичной консистенции 1:1,5;
- пески мелкие, глинистые, грунты избыточного увлажнения 1:2.

При работе на продольных уклонах с крутизной более 15º должна производиться анкеровка машин и агрегатов. Количество анкеров и метод их закрепления определяется проектом.

Разработку полки бульдозерами следует вести по двум схемам: продольно-косыми ходами и поперечными ходами. Первая схема используется на поперечных уклонах до 25º, вторая схема – до 15º. В обоих случаях разработка грунта ведется послойно по мере перемещения грунта каждого слоя в отвал.

На поперечных уклонах свыше 25º разработку полки следует вести одноковшовым экскаватором, оборудованным прямой лопатой.

При сочетании поперечного уклона с продольным разработку полки следует вести преимущественно бульдозером. При этом на продольных уклонах до 35º с поперечным уклоном до 25º бульдозер может работать без анкеровки, ведя разработку грунта продольными ходами. Если продольный уклон не превышает 8º, то бульдозер может вести разработку поперечными ходами.

На продольных уклонах до 20º включительно, где предусмотрена укладка трубопровода с бермы траншеи, строительная полоса должна быть очищена от крупных глыб и валунов, монтажно-транспортная полоса выровнена (при необходимости путем отсыпки минеральным грунтом и планировки бульдозером).

На продольных уклонах крутизной свыше 20º, где предусмотрена укладка трубопровода способом протаскивания плети, расчистка полосы от крупных глыб и валунов должна производиться только в зоне разработки траншеи с шириной полосы от 9 до 10 м. Вдольтрассовый проезд не устраивается.

При разработке траншей одноковшовыми экскаваторами, оборудованными обратной лопатой, на продольных уклонах более 22º для обеспечения устойчивости их работа допускается только сверху вниз по склону.

При прокладке трубопровода в скальных и полускальных грунтах, а также в грунтах с включением гальки и щебня размером более 50 мм предусмотрено устройство подушки под нефтепровод над выступающими неровностями дна траншеи высотой 0,2 м и обсыпка над верхней образующей нефтепровода 0,2 м из мягкого местного минерального грунта.

При обнаружении во время строительства карстовых воронок в пределах все карстовые воронки должны быть засыпаны местным глинистым грунтом с послойным уплотнением и укреплением растительным слоем.
Засыпку карстовых воронок и пещер, расположенных в пределах полосы отвода трубопровода, необходимо производить с раскрытием их устья для возможности механизированного производства работ по послойному уплотнению глинистого грунта с устройством противофильтрационных экранов.

При эксплуатации проектируемых сооружений может произойти активизация карстово-суффозионных процессов. Вследствие этого строительство необходимо вести с соблюдением противокарстовых мероприятий.

Для предотвращения опасной инженерно-геологической ситуации необходимо воздействовать на одну из главных причин активизации карстовых процессов – вертикальный переток, вызывающий вынос мелкозема и вымывание его в закарстованные коренные породы. Поэтому, в первую очередь, рекомендуется провести тампонаж не дренирующими

грунтами (глиной) всех близлежащих воронок с поинтервальным уплотнением и упорядочить поверхностный сток вдоль трассы МН

В процессе эксплуатации обнаруженные при обходах свежие карстовые провалы на карстоопасных отрезках трассы должны быть немедленно ликвидированы путем засыпки глинистым материалом с трамбовкой.

2.9ИЗОЛЯЦИОННО-УКЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Тип и конструкция защитных покрытий рабочего трубопровода и защитного футляра, предусмотренные в проекте, отвечают требованиям государственного стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 51164-98 и ОТТ-25.220.60-КТН-103-15.

Защитные покрытия рабочего трубопровода и сварных стыков выполняются с использованием материалов по ОТТ-25.220.60-КТН-103-15 и ОТТ-25.220.01-КТН-200-14, включенных в «Реестр основных видов продукции, закупаемой организациями системы «Транснефть».

При строительстве используются трубы с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием нормального исполнения (тип 1) по ОТТ-25.220.60-КТН-103-15 толщиной не менее 3,0 мм на основе экструдированного полиэтилена. Указанное покрытие, в соответствии с ОТТ-25.220.60-КТН-103-15, состоит из трех слоев – эпоксидный праймер, адгезив, полиэтилен.

Защитный футляр на переходах автомобильных дорог выполняется из стальных электросварных труб по ОТТ-23.040.00-КТН-236-10 с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием специального исполнения, толщиной не менее 3,5 мм в соответствии с ОТТ-25.220.60-КТН-103-15.

Кривые холодного гнутья R 60 м изготавливаются силами подрядной организации по ОТТ-23.040.01-КТН-052-13 из труб по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 с трехслойным полиэтиленовым покрытием нормального исполнения (тип 1) на основе экструдированного полиэтилена толщиной не менее 3,0 мм по ОТТ-25.220.60-КТН-103-15.

Кривые горячего гнутья R=5DN, изготовленные по ОТТ-23.040.00-КТН-105-14, предусматриваются в заводской изоляции толщиной не менее 2,0 мм в соответствии с ОТТ-25.220.01-КТН-113-14.

Концы труб должны быть свободны от изоляционного покрытия на длине 120 ± 20 мм.

Изоляция сварных стыков трубопровода выполняется в соответствии с требованиями ОТТ-25.220.01-КТН-200-14 защитными покрытиями на основе термоусаживающихся полимерных лент тип 1 (Пк-40), а на участках протаскивания рабочего трубопровода на основе термоусаживающихся полимерных лент тип 4 (Пк-40).

Изоляция сварных стыков трубопровода на участках врезки в действующий трубопровод (покрытие на основе экструдированного полиэтилена) выполняется в соответствии с требованиями ОР-25.220.01-КТН-260-10 защитными покрытиями на основе термоусаживающихся полимерных лент тип 1 (Пк-40) по ОТТ-25.220.01-КТН-200-14.

Технология выполнения работ по изоляции сварных стыков на участке врезки включает следующие последовательно проводимые операции:

– очистка зоны ремонтируемого участка перед нанесением покрытия;

– очистка металлической поверхности;

– подготовка и нанесение на ремонтируемый участок эпоксидной грунтовки;

– подготовка и нанесение термоусаживающихся манжет/изоляционного покрытия.

Изоляция сварных стыков защитных футляров на участках закрытой прокладки выполняется в соответствии с требованиями ОТТ-25.220.01-КТН-200-14 защитными покрытиями на основе термоусаживающихся полимерных лент тип 4 (Пк-40), на участках открытой прокладки - защитными покрытиями на основе термоусаживающихся полимерных лент тип 1 (Пк-40).

Сплошность покрытия смонтированного трубопровода контролируется перед укладкой искровым дефектоскопом на соответствие требованиям ГОСТ Р 51164-98 пункт 17 таблицы 2. Указанному контролю подлежит вся поверхность трубопровода. В случае пробоя защитного покрытия проводят ремонт дефектных мест в соответствии с требованиями ОР-25.220.01-КТН-260-10. Отремонтированные участки следует повторно проконтролировать.

Состояние изоляционного покрытия проверяется после завершения строительно-монтажных работ, до проведения гидравлических испытаний, методом катодной поляризации (электрометрией) на соответствие нормам ГОСТ Р 51164-98 таблица 2. При обнаружении отклонений от норм необходимо устранить дефекты в изоляционном покрытии, после чего подрядная организация предъявляет отремонтированный участок к повторной проверке методом катодной поляризации. При наличии дефектов изоляционного покрытия по результатам контрольной проверки принимается решение о пропуске ультразвуковых приборов WM, CD.

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98, контроль сплошности защитного покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе, находящемся в не замерзшем грунте, при необходимости, проводят не ранее чем через две недели после засыпки искателем повреждений АНПИ, УДИП 1М или другим аналогичным прибором. В случае обнаружения дефектов, изоляция должна быть отремонтирована соответствии с требованиями ОР-25.220.01-КТН-260-10.

2.10 Засыпка трубопровода

Согласно СП-34-112-97 до начала работ по засыпке уложенного трубопровода в любых грунтах необходимо:

- проверить проектное положение трубопровода и плотное его прилегание к дну траншеи;
- проверить качество и в случае необходимости отремонтировать изоляционное покрытие;
- провести предусматриваемые проектом работы по предохранению изоляционного покрытия от механического повреждения;
- устроить подъезды для доставки грунта для подсыпки и присыпки;
- получить письменное разрешение на засыпку уложенного трубопровода;
- выдать наряд-задание на производство работ машинисту.

Засыпать траншею следует непосредственно после укладочных работ (после балластировки трубопровода или закрепления его анкерными устройствами).

При засыпке трубопровода необходимо обеспечить:
сохранность труб и изоляции;

-плотное прилегание трубопровода к дну траншеи;

-проектное положение трубопровода.

Засыпку уложенного на проектные отметки трубопровода необходимо вести таким образом, чтобы исключались подвижки трубопровода в поперечном направлении. С этой целью трубопровод предварительно присыпается призмами экскаватором.

При засыпке над трубопроводом делают грунтовый валик с учетом его осадки до уровня поверхности земли в процессе консолидации грунта.

Засыпка уложенного трубопровода в сухих грунтах должна вестись с послойным уплотнением пазух траншеи, во избежание овализации труб.

На рекультивируемых участках отвалы плодородной почвы и минерального грунта должны так располагаться на строительной полосе, чтобы при производстве работ они не смешивались.

Способы рекультивации земель в заповедниках, заказниках должны быть согласованы с местными органами самоуправления.

На рекультивируемых землях засыпку трубопровода необходимо производить с послойным уплотнением грунта и без устройства валика над трубопроводом. На не рекультивируемых землях засыпка производится с устройством валика.

Строительная полоса на лесных участках по окончании строительства должна быть очищена от пней и других древесных остатков и спланирована.

Засыпку трубопровода бульдозерами следует выполнять косопоперечными проходами с целью исключения динамического воздействия падающих комьев грунта на трубопровод.

При наличии горизонтальных кривых на трубопроводе вначале засыпается криволинейный участок, а затем остальная часть. Причем

засыпку криволинейного участка начинают с середины его, двигаясь поочередно к его концам.

На участках с вертикальными кривыми трубопровода (в оврагах, балках, на холмах и т.п.) засыпку следует производить сверху вниз.

При больших объемах засыпки роторные траншеезасыпатели следует использовать в комплексе с бульдозерами. При этом вначале засыпку выполняют траншеезасыпателем разрыхленным грунтом, а затем бульдозерами.

Засыпка уложенного в траншею трубопровода экскаватором осуществляется в тех случаях, когда работа бульдозера невозможна (болота, мерзлый отвал, стесненные условия). В этом случае экскаватор перемещается по монтажной полосе.

На рекультивируемых землях после засыпки трубопровода минеральным грунтом производят его уплотнение пневмокатками или гусеничными тракторами, делающими многократные проходы (три-пять раз) над засыпанным трубопроводом. А плодородный слой грунта над трубопроводом планируют.

На полках, если отвал грунта находится на берме со стороны откоса полувыемки, то засыпка траншей производится одноковшовым экскаватором.

Засыпка трубопровода на продольных уклонах должна производиться бульдозером, который перемещается с грунтом сверху вниз под углом к траншее, а также может осуществляться траншеезасыпателем сверху вниз по склону с обязательным его якорением на уклонах крутизной свыше 15°.

Для предотвращения размыва грунта на крутых продольных уклонах (свыше 15°) засыпка должна производиться после устройства перемычек в траншее.

Присыпку уложенного трубопровода в мерзлых и каменистых грунтах осуществляют мелкогранулированным грунтом, как правило, из отвала специальной машиной, производящей рыхление и просеивание грунта. Допускается осуществлять присыпку трубопровода разрыхленным грунтом из отвала роторным траншеезасыпателем или роторным экскаватором. При применении роторного экскаватора необходимо предварительно осуществить планировку отвала, а поток грунта с транспортера направлять на противоположную стенку траншеи, избегая прямого попадания грунта на уложенный трубопровод.

При засыпке трубопровода в зимнее время мерзлым грунтом поверх него должен устраиваться валик грунта с учетом последующей осадки его при оттаивании.

Способы засыпки трубопровода в болотах I и II типов, выполняемой в летнее время, зависят от структуры болота. На болотах с несущей способностью более 0,01 МПа засыпку трубопровода производят бульдозерами и экскаваторами на уширенных гусеницах или

одноковшовыми экскаваторами, работающими с перекидных сланей, щитов или пеноволокуш.

Засыпка на болотах III типа производится экскаваторами, установленными на понтонах.

Засыпку траншей на болотах, промерзших в зимнее время и имеющих достаточную несущую способность, осуществляют так же, как при засыпке траншей в обычных мерзлых грунтах.

При недостаточном промерзании болота и малой несущей способности для засыпки траншей используют бульдозеры и одноковшовые экскаваторы на уширенных гусеницах или экскаваторы на пеноволокушах, щитах и сланях.

Засыпку трубопровода в песчаных грунтах необходимо осуществлять непосредственно вслед за изоляционно-укладочными работами.

Засыпку траншеи при значительной высоте отвала следует выполнять с предварительной присыпкой.

2.11 ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ И ОЧИСКА НЕФТЕПРОВОДА

Проверка состояния изоляционного покрытия, гидравлическое испытание, очистка внутренней полости, диагностика и освобождение нефтепровода от опрессовочной воды законченных строительством трубопроводов до ввода в эксплуатацию должны выполняться в соответствии с требованиями ОР-19.000.00-КТН-194-10, РД-23.040.00-КТН-021-14 и РД-19.100.00-КТН-266-14.

В соответствии с требованиями ОР-19.000.00-КТН-194-10 устанавливается следующую последовательность проведения работ:

– проверка состояния изоляции трубопровода методом катодной поляризации на соответствие сопротивления проектным значениям;

– гидроиспытания линейной части и подводных переходов трубопровода;

– монтаж временных КПП СОД для пропуска очистных устройств, профилемера;

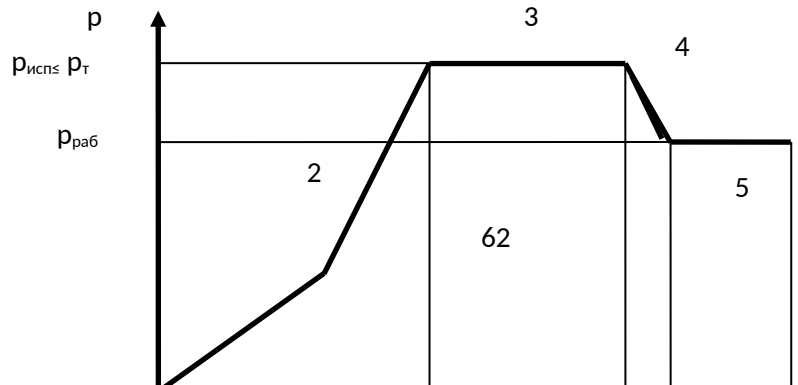
– очистка внутренней полости трубопровода;

– проведение профилеметрии;

– устранение дефектов, выявленных при катодной поляризации и диагностике, и проведение повторной катодной поляризации;

– освобождение участков нефтепровода от воды.

Приведенная последовательность должна быть отражена в ППР и специальной инструкции на проведение гидравлических испытаний.



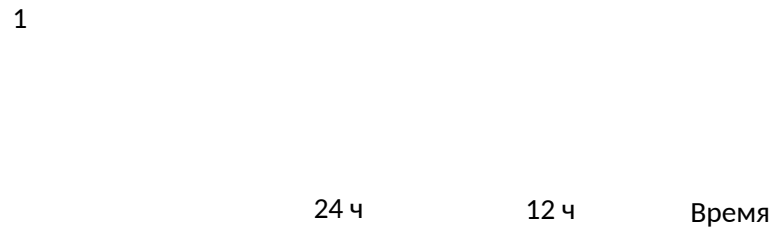


Рисунок 1 - График изменения давления в нефтепроводе при гидравлическом испытании.

Проектом предусматривается два этапа:

– на I этапе предусматривается испытание перехода МН через ВЛ 500 кВ с ПК 11053+60 по ПК 1154+38 протяженностью 78 м до укладки и засыпки. Испытание трубопровода проводится на прочность при давлении Рисп=Рзав в нижней точке участка;

- на II этапе предусматривается испытание всего построенного трубопровода в траншее после засыпки с ПК 10968+0,00 по ПК 11157+28,65 протяженностью 18928,6 м . Давление испытания на прочность в нижней точке участка Рисп=Рзав и не менее 1,25 $Р_{раб}$ в верхней точке трубопровода. Проверка на герметичность производится после снижения испытательного давления до $Р_{раб}$.

Для проведения очистки полости, профилеметрии, диагностики и вытеснения воды предусматривется применение временных КПП СОД DN1200 из наличия у Заказчика. В случае отсутствия временных КПП СОД и строительной готовности постоянных КПП СОД, строительство которых предусмотрено проектом, возможно их использование для проведения очистки, диагностики и опорожнения участка.

Источники забора воды р. Чусовая. Амбары для проведения гидравлических испытаний, профилеметрии и диагностики указаны в томе ПОС.

В Участки гидравлических испытаний, давление гидравлических испытаний и требуемые для проведения испытаний объемы воды представлены в таблице 41.

Таблица 10 – Участки гидравлических испытаний

№ участка	Границы участков, км				Длина участка, м	Толщина стенки, класс прочности труб	Категория участка	Испытательное давление		Необходимый объем воды, м3	Примечание
	Начало, км	Конец, км	Начало, ПК	Конец, ПК				На прочность, МПа	На герметичность, МПа		
Участки предварительных испытаний трубопровода на монтажной площадке											
1	1105,36	11054,38	11053+60	11054+38	78	14, К56	I	8,68	4,26	87	ВЛ500кВ
Участки испытания трубопровода в траншее после засыпки											
2	1096,8	1115,73	10968	11157+28,65	18928,65	14,К56	I, II	8,68	4,26	21052,5	Линейная часть

Очистка полости трубопровода производится в соответствии с ОР-19.000.00-КТН-194-10 и РД-19.100.00-КТН-266-14 промывкой водой с пропуском очистных устройств под давлением закачиваемой жидкости после завершения гидравлического испытания участка и после монтажа временных узлов пуска-приема СОД. В случае готовности к эксплуатации постоянных КПП СОД, строительство которых предусмотрено проектом, возможно их использование для проведения очистки, диагностики и опорожнения участка.

Подрядчик в присутствии строительного контроля производит установку запасовочного лотка, запасовку очистного устройства, запуск скребка.

Очистка полости трубопровода осуществляется пропуском скребков ПРВ 1, оборудованных трансмиттером с расстоянием между ними 1 км, в соответствии с регламентом ОР-19.020.00-КТН-099-10.

Скорость перемещения скребков при промывке составляет не менее 0,72 км/час (0,2 м/с).

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 (0,2 м/с);
– после скребков вода выходит без примеси грунта (глины, песка, торфа).

Очистка считается незаконченной, если не выполнено любое условие. В этом случае очистка повторяется до выполнения всех условий.

При застревании скребка необходимо произвести его вырезку и выполнить пропуск скребка-калибра для определения истинных размеров сужений и для определения минимального проходного сечения трубы.

Для контроля геометрических параметров трубопровода, после проведения очистки полости, выполняется профилеметрия трубопровода на участках линейной части совместно с ППМН, в порядке, установленном в регламентах ОР-19.000.00-КТН-194-10 и РД-19.100.00-КТН-266-14.

В соответствии с требованиями ОР-19.000.00-КТН-194-10, участок нефтепровода считается готовым к профилеметрии при выполнении следующих условий:

– проведено первичное обследование состояния изоляции участка методом катодной поляризации и оформлен “Акт оценки состояния покрытия” с участием технадзора и подрядчика;
– проведены гидравлические испытания трубопровода на прочность и герметичность;
– очистка закончена и оформлен акт;
– оформлен акт готовности нефтепровода к профилеметрии.

Требуемая скорость движения профилемера в трубопроводе составляет от 0,2 до 3,2 м/с (остановки и движение профилемера со скоростью ниже 0,2 м/с не допускаются).

Пропуск профилемера по трубопроводу контролируется на маркерных пунктах подвижными бригадами. Маркерные пункты располагаются строго над осью трубопровода с шагом 1 км, при этом верхняя образующая трубопровода в месте установки маркера должна быть заглублена не более чем на 2,0 м от поверхности земли. При большей глубине залегания трубопровода необходимо обеспечить необходимую глубину установки маркера

Порядок проведения профилеметрии и обязанности всех служб, задействованных в организации данных работ, а именно заказчика,

подрядчика, представителя технадзора и исполнителя профилеметрии должны соответствовать требованиям регламента ОР-19.000.00-КТН-194-10.

Участки профилеметрии и необходимые объемы воды представлены в таблице 13.

После проведения профилеметрии трубопровода осуществляется диагностика внутренней полости с пропуском ВИП ДКК.

Пропуск дефектоскопа ДКК запрещен при наличии в трубопроводе сужений менее 85 % проходного сечения трубопровода.

По результатам пропуска профилемера, ОАО ЦТД «Диаскан» выполняет проверку наличия сужений менее 85% от номинального диаметра на участке нефтепровода. Сужения с проходным сечением менее 85% устраняются подрядчиком путем Замены участка.

Перед пропуском дефектоскопа ДКК производится пропуск магнитного очистного скребка СКР4 для удаления металлического мусора.

Скорость движения ВИП ДКК должна находиться в пределах 0.2 – 2 м/с.

После завершения диагностики производится устранение дефектов, выявленных при катодной поляризации и диагностике, проведение повторной катодной поляризации. Перед устранением дефектов должен быть проведен их ДДК. Сварные стыки при проведении ДДК подвергаются визуально-измерительному, ультразвуковому и радиографическому контролю в соответствии с РД-25.160.10-КТН-016-15.

Участки очистки полости трубопровода, профилеметрии и диагностики представлены в Таблице 11.

Таблица 11 – Участки очистки полости трубопровода и профилеметрии

Границы участков, км				Длина участка, м	Толщина стенки, класс прочности труб	Объем воды, м^3		Примечание
начало, км	конец, км	начало, ПК	конец, ПК			для очистки полости	для профилеметрии	
1096,8	1115,73	10968	11157+28,65	18928,65	14, К56	27406,5	23247,7	линейная часть

После завершения испытаний из магистрального нефтепровода должна быть удалена опрессовочная жидкость. Освобождение производит подрядчик.

Вытеснение опресовочной воды производится поршнями разделителями ПРВ1, оборудованными передатчиками. Скорость движения поршней разделителей должна быть не менее 1.5 км/час.

Опорожнение участка протяженностью свыше 500 м выполняется в два этапа:

– первый этап - предварительное удаление основного объема опрессовочной жидкости 2-мя поршнями-разделителями ПРВ-1;

– второй этап - пропуск одного контрольного поршня-разделителя ПРВ-1.

Результаты опорожнения считаются положительными, если контрольный поршень-разделитель ПРВ1 пришел неразрушенным, без повреждения манжет и впереди него не наблюдается выход воды из трубопровода.

При невыполнении указанных требований производится повторный пропуск контрольного поршня разделителя ПРВ-1. Пропуски повторяются до прекращения выхода воды и прихода исправного поршня-разделителя ПРВ-1.

Выпуск воды производится в подготовленный амбар-отстойник.

Утилизация воды после проведения гидроиспытаний, очистки, профилеметрии, внутритрубной диагностики и опорожнения трубопровода от воды, а также, объемы амбаров-отстойников, представлены в томе ПОС.

После опорожнения участка трубопровода проводится демонтаж временных узлов и оборудования, используемых при гидравлических испытаниях, очистке полости, профилеметрии, диагностике и опорожнении.

Меры безопасности подрядчик отражает в специальной инструкции. В инструкции приведены процедуры подготовки персонала и оборудования к испытаниям, действия персонала и специальных служб во время испытаний в нормальных и аварийных условиях, процедуры окончания испытаний со снятием охранной зоны в соответствии с требованиями нормативных документов, перечисленных в перечне ссылочных документов.

Меры безопасности при проведении испытаний технологических трубопроводов должны соответствовать требованиям для испытаний трубопроводов линейной части. Своим распоряжением подрядчик при испытаниях назначает работников, ответственных за обеспечение безопасности обслуживающего персонала, населения и сохранности техники и сооружений вдоль трассы трубопровода (в пределах охранной зоны), перемещение техники в охранной зоне трубопровода, организацию бытовых условий для работников. Работы по проведению испытаний являются работами повышенной опасности и выполняются по наряду-допуску.

Все работники, привлекаемые подрядчиком к проведению испытаний, проходят внеплановый инструктаж по охране труда и пожарной безопасности, знакомятся с приказом по проведению испытаний, целями, задачами и особенностями испытаний участков трубопровода, а также с порядком действий и своими обязанностями при возникновении аварийных ситуаций.

В процессе испытаний участка трубопровода люди, механизмы и оборудование должны находиться за пределами опасной зоны, движение на пересекающих участок дорогах должно быть прекращено.

Перед проведением испытаний, очистки и диагностики все открытые участки трубопровода огораживаются сигнальной лентой, в том числе начальный и конечный участок трубопровода (КПП СОД). На огороженных участках устанавливаются таблички с указанием строительного пикета и километра по трассе МН, предупредительные таблички. Высота вешки, на которой устанавливаются таблички, должна быть от 1,5 до 2,0 м.

На период испытаний перекрывается движение транспортных средств по вдольтрас-совому проезду. В местах возможного въезда транспортных средств в зону проведения испытаний устанавливаются таблички, поперек дороги устанавливается сигнальная лента.

Зоны опасности при гидравлических испытаниях следует назначать в соответствии с требованиями ОР-19.000.00-КТН-194-10.

При испытаниях участка трубопровода водой на прочность и герметичность устанавливаются следующие охранные зоны, в пределах которых во время проведения работ запрещается нахождение людей, техники и выпас скота:

– для давления испытания более 8,25 МПа при диаметре трубопровода 1220 мм – по 150 м в обе стороны от оси трубопровода и в направлении отрыва заглушки от торца – 1500 м (угол 60°);

– во время работы насосных агрегатов запрещается нахождение людей (кроме членов экипажа) ближе 50 м от напорного трубопровода.

Расстояние установки опрессовочных агрегатов до испытуемой трубы должно быть указано в ППР, в котором должны быть разработаны технические решения по обеспечению безопасности работы опрессовочного агрегата.

При проведении испытаний в темное время суток рабочие площадки, посты наблюдателей, приборы, должны быть освещены.

При монтаже и эксплуатации насосных агрегатов, машин и механизмов необходимо соблюдать указания, изложенные в соответствующих разделах специальной инструкции, в руководствах по эксплуатации и паспортах на агрегаты, машины и механизмы.

Врезку патрубков в испытываемый трубопровод для подсоединения наполнительных и опрессовочных агрегатов, а также для установки измерительных приборов и сигнализаторов следует выполнять в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-021-14, ОР-13.100.00-КТН-030-12, РД-23.040.00-КТН-073-15.

Замер параметров при испытаниях должен проводиться дистанционными приборами, вынесенными за пределы охранной зоны. Допускается установка манометров над поверхностью земли. В этом случае

для снятия показаний манометров должны применяться оптические средства, вынесенные за пределы охранной зоны.

При очистке трубопровода промывкой устанавливается охранная зона. Размеры охранной зоны составляют в обе стороны от оси трубопровода 25 м и в направлении вылета поршня-разделителя – 100 м, угол 60˚ – одинаково для всех диаметров трубопровода.

При опорожнении от воды трубопровода воздухом с поршнями-разделителями охранная зона устанавливается по 100 м в обе стороны от оси трубопровода и в направлении вылета поршня от торца –1000 м, угол 60˚. Порядок опорожнения и давление вытеснения поршня устанавливаются специальной инструкцией.

Из технологических трубопроводов опрессовочная жидкость удаляется из нижних точек или с применением воздуха от компрессоров.

На время испытаний участка трубопровода подрядчик выделяет людей для постов оцепления.

Наблюдающие на постах должны находиться в пределах видимости, но не более чем через 200 м друг от друга. Оцепление снимается только по указанию руководителя испытаний.

Перед началом испытания подрядчик проверяет действие связи и расстановку ремонтно-восстановительных бригад, обходчиков, постов оцепления согласно плану испытаний. Только после этой проверки руководитель испытаний может отдать распоряжение на подачу воды для испытания.

Осмотр нефтепровода с целью выявления дефектов и повреждений разрешается только после снижения давления до рабочего. В случае обнаружения выхода воды выставить предупредительные знаки в местах выхода.

Испытания возобновляются после ликвидации повреждений трубопровода.

2.12 Рекультивация земель

Согласно РД 39-132-94 работы по восстановлению трассы и рекультивации почвы (техническая и биологическая) проводятся с целью:

- предотвращения или нейтрализации термической, водной и ветровой эрозии, термокарста, солифлюкции, оползней и др.;
- восстановления естественного поверхностного стока и дренажной сети;
- сохранения температурного режима вечномерзлых грунтов, близкого существовавшему до начала строительства;
- восстановления плодородия почвы;
- предотвращения процессов подтопления и заболачивания территории;
- восстановления коренной растительности или антропогенных фитоценозов, предотвращения опустынивания;

- обеспечения миграции оленей и других животных, сохранения мест обитания местной фауны.

Рекультивация строительной полосы трубопроводов должна осуществляться в соответствии с проектами на рекультивацию в процессе строительства трубопроводов в сроки, устанавливаемые землевладельцами.

В проекте рекультивации земель в соответствии с условиями предоставления земельных участков в пользование и с учетом местных природно-климатических особенностей должны быть определены:

– площади по трассе трубопровода (ширина полосы), на которых необходимо проведение технической и биологической рекультивации;

– глубина снимаемого плодородного слоя почвы:

– место расположения отвала для временного хранения плодородного слоя почвы;

– объем и способы вывозки лишнего минерального грунта после засыпки сыпки трубопровода.

Плодородный слой почвы толщиной менее 20 см в немерзлом состоянии должен сниматься продольными проходами бульдозеров. Для снятия плодородного слоя почвы в мерзлом состоянии следует использовать роторные экскаваторы, специальные рекультиваторы или бульдозеры с рыхлителем.

Плодородный слон почвы должен быть снят и перемещен в отвал хранения на одну или обе стороны от оси трубопровода на расстояние, обеспечивающее раздельное размещение отвала минерального грунта, не допуская перемешивания его с плодородным слоем почвы.

В случае необходимости прокладки для осушения участка трассы дренажных канав или колодцев водосборников плодородный слой почвы и минеральный грунт следует последовательно укладывать по разные их стороны.

После завершения работ, включая и благоустройство территории на всей строительной полосе, излишний плодородный слой почвы следует использовать для улучшения малопродуктивных угодий. Порядок использования плодородного слоя почвы для этой цели должен предусматриваться проектом.

При сооружении временных дорог по сельхозугодиям плодородный слой почвы должен быть снят со всей полосы строительства с перемещением его в отвалы временного хранения.

Работы по снятию плодородного слоя почвы должны выполняться как в зимнее время, так и в летнее время года, а работы по его возвращению - только в теплое время года.

При выполнении рекультивации на поливных землях следует восстанавливать поливные борозды.

После завершения работ в карьере необходимо производить рекультивацию. Для этого следует заполнять выработки минеральным

грунтом, вытесняемым сооружаемым трубопроводом и другими объектами, и возвращать на него плодородный слой почвы, либо планировать откосы выработки до уклонов, обеспечивающих их устойчивость. Впоследствии откосы покрывают плодородным слоем почвы и засевают многолетними травами.

Рекультивации подлежат:

- трассы трубопроводов по всей ширине отвода;
- территории временных поселков строителей после их демонтажа;
- нарушенные участки поверхности на трассах временных зимних дорог;
- карьеры;
- территории вокруг наземных сооружений, нарушенные при строительстве;
- береговые участки в местах переходов и переходы через малые реки, на которых устроены перемычки для прохода строительной техники;
- участки территории, на которых развились эрозионные процессы, овраги, термокарст, солифлюкция и другие мерзлотные процессы;
- оленьи пастбища, пути миграции оленьих стад;
- любые другие территории в районе строительства, нарушенные в результате прохода транспортных средств, загрязненные производственными и бытовыми отходами, нефтепродуктами и др.

2.13 Строительство переходов через естественные и искусственные преграды

В зависимости от интенсивности движения, категорийности дорог, диаметра трубопровода, методов производства работ, грунтовых условий укладку трубопроводов осуществляют следующими способами:

- открытым, при котором трубопровод укладывают в траншею, устроенную в насыпи дороги, с перекрытием движения транспорта и устройством объезда для движения транспорта;
- закрытым, без перекрытия движения транспорта, при этом для укладки футляра (кожуха) через дороги применяют методы бестраншейной проходки.

Открытый способ используется там, где имеется возможность временно прекратить движение транспорта или устроить временные объезды, т.е. на дорогах с низкой интенсивностью движения, 3-4 категорий.

Открытый (траншейный) способ строительства переходов под автомобильными дорогами включает следующие способы организации работ:

- без нарушения интенсивности движения транспорта (с устройством объезда или переезда);

- с перекрытием движения транспорта в два этапа на одной половине ширины дороги, затем на другой;
- с краткосрочным перекрытием движения транспорта по дороге (без устройства объезда или переезда).

При строительстве переходов через автодороги открытым способом необходимо оградить место производства работ и установить ответствующие предупреждающие и указательные знаки. Ширина вскрываемой полосы покрытия автодороги делается больше ширины траншеи по верху обычно на 0,3-0,4 м. При наличии неустойчивых грунтов по мере разработки траншеи ее стенки крепят досками или инвентарными щитами. При пересечении дорог в сложных географических и гидрологических условиях может быть применено строительство тоннелей открытым способом.

Закрытый способ (бестраншейная проходка) применяется без ограничений, т.е. независимо от категории дорог, интенсивности движения транспорта, категории грунтов и диаметра трубопровода.

Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны предусматриваться в защитном футляре (кожухе) из стальных труб или в тоннеле, диаметр которых определяется из условия производства работ и конструкции переходов.

2.13.1 Переходы через автодороги

Таблица 12 .Ведомость переходов через автомобильные дороги с твердым покрытием.

п/п	Местоположение по трассе нефтепровода, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование дороги	Километраж автодороги в месте пересечения с трассой нефтепровода	Категория дороги	Угол пересечения, градусы	Тип покрытия	Ширина основания насыпи, м	Ширина проезжей части, м
Демонтируемый МН Сургут-Полоцк										
1	1101	11012	66.73	автодорога Всесвятское-Шайтан	-	-	81	щебень	7.92	7.92
2	1107	11067	90.22	подъездная дорога	-	-	88	цемент	10.12	10.12
Проектируемый МН Сургут-Полоцк										
1	1101	11012	90.54	автодорога Всесвятское-Шайтан	-	-	89	щебень	7.51	7.51
2	1107	11069	11.38	подъездная дорога	-	-	89	цемент	8.35	8.35

Переход трубопровода через автомобильную дорогу состоит из защитного футляра, рабочего трубопровода (трубной плети), опорно-направляющих колец, герметизирующих манжет.

Диаметр футляра составляет 1420 мм, толщина стенки 16 мм.

Прокладка футляра предусматривается с уклоном не менее 0,002.

При проектировании переходов необходимо соблюдать следующие условия.

Угол пересечения трубопровода с автомобильными дорогами принят, как правило, 90˚, но не менее 60˚.

Заглубление защитного футляра на переходах дорог принимается:

– не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра;

– не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа до верхней образующей защитного футляра;

– не менее чем на 0,8 м ниже границы подушки насыпи земляного полотна дороги до верхней образующей защитного футляра.

Концы кожуха выводятся:

– на расстояние 25 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи для автомобильных дорог I и II категории;

– на 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи для автодорог ниже II категории.

Объемы неразрушающего контроля стыков защитного футляра принимаются:

– визуальный и измерительный контроль – 100 %;

– ультразвуковой контроль – 100 %.

Для протаскивания рабочих плетей трубопровода через защитный кожух предусматривается установка опорно-направляющих колец для трубы диаметром 1220 мм.

На концах каждой протаскиваемой трубной плети устанавливаются по две опоры на расстоянии от 0,5 до 1,0 м от кромки защитного кожуха. Электрический контакт между рабочим трубопроводом и защитным кожухом не допустим.

Для предохранения изоляционного покрытия трубной плети от механических повреждений под опорно-направляющие кольца на изолированную трубную плеть укладывают защитную прокладку.

Для герметизации пространства между защитным футляром и нефтепроводом предусматривается установка герметизирующих манжет, предназначенных для предохранения межтрубного пространства от попадания влаги. Герметизирующие манжеты устанавливаются на обоих концах защитного футляра.

Герметизирующие манжеты должны выдерживать механические нагрузки от воздействия грунта и подпора грунтовых вод. Кроме того, они должны противостоять осевым и радиальным перемещениям, возникающим от изменения давления и температуры трубопровода.

После установки концевых герметизирующих манжет проверяется герметичность межтрубного пространства сжатым воздухом давлением 0,01 МПа в течение 6 часов. При этом потеря давления в результате изменения температуры воздуха не должна превышать 1 %.

Для предохранения герметизирующих манжет от воздействия грунта засыпки на них по периметру надевают защитное укрытие, которое представляет собой сборный кожух из стеклопластика, монтирующийся на основном трубопроводе и на защитном футляре. После монтажа сборный кожух укрывается чехлом из нетканого иглопробивного конструкционного материала, чтобы исключить заиливание манжеты.

При прокладке защитного футляра под автомобильными дорогами необходимо контролировать глубину его заложения и положение в горизонтальной плоскости согласно СП 86.13330.2014:

– по вертикали - не более 5 % от глубины заложения футляра за пределами насыпи с соблюдением проектного уклона;

– по горизонтали - не более 1 % от длины защитного футляра.

Проектом с обеих сторон дороги устанавливаются постоянные знаки:

– предупреждающие П-образные знаки высотой от 1,5 до 2 м над поверхностью земли с двусторонним щитом 0,5х0,3 м с сигнальной надписью «Внимание нефтепровод! Движение техники запрещено!». Расстояние от места установки П-образных знаков до подошвы откосов насыпи дороги или до крайнего водоотводного сооружения земляного полотна (кювета, нагорной канавы, резерва) должно составлять от 10 до 20 м;

– опознавательные знаки «Охранная зона». Расстояние от места установки знаков «Охранная зона» до подошвы откосов насыпи дороги или до крайнего водоотводного сооружения земляного полотна (кювета, нагорной канавы, резерва) должно составлять 25 м. Стойка щита-указателя должна располагаться на расстоянии от 1 до 2 м влево от оси МН по направлению движения нефтепродукта. Щиты-указатели ориентируются лицевой стороной от дороги.

Дорожные знаки (постоянные) на переходах МН через автомобильные дороги и их схема установки согласовываются с владельцем дороги. В местах пересечения МН с автомобильными дорогами всех категорий, с обеих сторон от оси перехода устанавливаются постоянные запрещающие дорожные знаки, на расстоянии не менее 75 м от оси крайних ниток коммуникаций по направлению движения автотранспорта «Остановка запрещена» совместно с табличкой «Зона действия». Зона действия знака определяется расстоянием между знаками, установленными в противоположных направлениях.

Кроме того, на период строительства, предусматриваются временные переезды строительной техники через автодороги и съезды с существующих автодорог.

Характеристика переходов через автомобильные дороги приведены ниже

А.д. "Всесвятский - Центральный":

– протяженность перехода – 48 м (11012+75,9 – ПК 11013+23,9);

– длина защитного футляра на переходе – 46 м (ПК 11012+76,9 – ПК 11013+22,9);

– протяженность закрытой прокладки трубопровода на переходе принята 37,4 м с ПК 11012+81,8 по ПК 11013+19,2. Дальнейшая прокладка футляра – наращиванием;

– концы кожуха выведены на 8,5 м от подошвы насыпи до перехода через а/д и на 24,8 м после перехода через а/д.

Подъездная дорога:

– протяженность перехода – 20,2 м (ПК 11069+1,3 – ПК 11069+21,5);

– длина защитного футляра на переходе – 18,2 м (ПК 11069+2,3 – ПК 11069+20,5);

– протяженность закрытой прокладки трубопровода на переходе принята 10,9 м с ПК 11069+5,9 по ПК 11069+16,8. Дальнейшая прокладка футляра – наращиванием;

– концы кожуха выведены на 3 м от подошвы насыпи до перехода через а/д и на 3 м после перехода через а/д.

2.13.2ПЕРЕХОДЫ ЧЕРЕЗ ПОЛЕВЫЕ И ЛЕСНЫЕ ДОРОГИ

При проектировании переходов через полевые и лесные дороги предусмотрена подземная прокладка трубопровода открытым способом без кожуха с устройством переездов. На время производства строительно-монтажных работ необходимо устройство объездных дорог предусмотренных в проекте организации строительства.

При проектировании перехода без защитного кожуха через полевые и лесные дороги соблюдены следующие условия:

– длина участка перехода определена исходя из ширины грунтового полотна;

– заглубление нефтепровода принимается от верха покрытия дороги до верхней образующей трубопровода не менее 1,4 м, а в выемках и на нулевых отметках — не менее 1,0 м;

– укладка над трубопроводом железобетонных плит типа ПДН (серии 3.503.1-91) размером 6 х 2 х 0,14 м по песчано-гравийной подготовке толщиной слоя 0,2 м.

Засыпка траншеи в пределах дороги производится песчаным грунтом с послойным уплотнением (толщина слоя 0,3 м) с коэффициентом уплотнения 0,95.

2.13.3 Пересечения с существующими коммуникациями

При пересечении проектируемым трубопроводом существующих подземных коммуникаций расстояние в свету и угол пересечения приняты в соответствии требований СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014, РД-24.040.00-КТН-062-14, ПУЭ 7 изд. и технических условий на пересечение от владельцев пересекаемых коммуникаций.

По материалам инженерных изысканий трасса нефтепровода пересекает кабели связи, кабели электрохимической защиты и силовые кабели, газопроводы, линии электропередач напряжением от 6 до 500 кВ.

Строительство проектируемого трубопровода на участках переходов подземных коммуникаций выполняется открытым способом.

При проектировании переходов трубопровода через подземные коммуникации соблюдены следующие условия:

в соответствии с РД-24.040.00-КТН-062-14 минимально допустимое расстояние в свету между проектируемым нефтепроводом и пересекаемыми подземными кабелями и силовыми кабелями напряжением до 35 кВ должно составлять не менее 0,5 м;

при пересечении кабель вскрывается на величину, позволяющую свободно заключить его в защитный футляр из двух швеллеров марки 12П по ГОСТ 8240-97;

в соответствии с РД-24.040.00-КТН-062-14 минимально допустимое расстояние в свету между проектируемым нефтепроводом и пересекаемыми трубопроводами должно составлять не менее 0,6 м, а угол пересечения не менее 60°;

все земляные работы в месте пересечения производятся вручную;

способ прокладки проектируемого нефтепровода при пересечении с существующими подземными коммуникациями – протаскиванием.

Временные переезды через действующие подземные коммуникации представлены в разделе ПОС.

На участках пересечения с линиями электропередач в соответствии с требованиями ПУЭ прокладка трубопровода предусмотрена на расстоянии от нефтепровода до заземлителя или подземной части (фундамента) опоры:

не менее 10 м при пересечении ВЛ до 35 кВ;

не менее 25 м при пересечении ВЛ до 220 кВ.

Угол пересечения проектируемого МН с ВЛ 35 кВ и ниже не нормируется, угол пересечения в ВЛ 110 кВ и выше должен быть не менее 60°.

Разработку и засыпку траншеи в местах пересечения с подземными коммуникациями предусматривается выполнять вручную, в присутствии представителя эксплуатирующей организации с выполнением всех мер предосторожности согласно требованиям СП 45.13330.2012.

Перед производством работ на всех стадиях, совместно с представителями эксплуатирующих организаций, необходимо уточнить положение пересекаемых коммуникаций и обозначить опознавательными знаками высотой от 1,5 до 2 м, с указанием фактической глубины заложения коммуникации. Шурфовку коммуникаций производить вручную.

Проектные решения по прокладке трубопровода в местах пересечения с подземными коммуникациями определяются необходимостью соблюдения

следующих нормативных требований по обеспечению эксплуатационной безопасности как новой, так и действующих коммуникаций:

– при пересечении трубопровода с действующими подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не ближе 3,0 м от боковой стенки и не менее 1,0 м над верхом коммуникации (трубы, кабели и др.);

– проезд землеройных и других машин над действующими коммуникациями допускается только по специально оборудованным переездам в местах, указанных эксплуатирующей организацией. Эти переезды устраивают из сборных железобетонных плит. На участках, где действующие коммуникации заглублены менее 0,8 м, должны быть установлены знаки с надписями, предупреждающими об особой опасности. В местах, не оборудованных переездами через действующие коммуникации проезд строительной техники (трактора, экскаватора, бульдозера, трубоукладчика, автотранспорта и т. п.) запрещен;

– засыпку траншеи трубопровода следует производить бульдозерами с косыми ножами. Бульдозеры с прямыми ножами в целях предотвращения наездов на действующий трубопровод должны перемещаться под углом 45˚ к оси траншеи. Наезд на валик действующего трубопровода запрещается.

Кабели связи проектом предусмотрено заключить в защитный футляр из двух швеллеров, концы которого выводятся в обе стороны от проектируемого МН на расстояние не менее двух метров. При пересечении нефтепровода с кабелями расстояние между ними в свету принимается не менее 0,5 м.

В местах пересечений трассой МН существующих коммуникаций предусмотрено устройство временных переездов с укладкой дорожных железобетонных плит для прохода строительной техники.

Способ прокладки проектируемого нефтепровода при пересечении с существующими подземными коммуникациями – протаскиванием.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в проекте, необходимо приостановить работу, принять меры по защите обнаруженных коммуникаций от повреждений, поставить в известность эксплуатирующую организацию и вызвать их представителя. Строительно-монтажные работы могут быть продолжены после получения официального разрешения от представителя эксплуатирующей организации.

Ведомость подземных коммуникаций представлена в таблице 13.

Таблица 13– Ведомость подземных коммуникаций

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец
Демонтируемый МН Сургут-Полоцк								
1100	11012	25.35	Каб.связи		0.50	-	83	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУМГ
1100	11012	45.79	Каб.связи нед.	-	0.80	-	84	-
1100	11012	85.73	газопровод	-	0.70	ст.150	71	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУМГ
1100	11013	99.88	Каб.связи	-	0.60	-	67	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУМГ

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец
1100	11014	02.03	газопровод	-	0.40	ст.150	69	ООО «Газпромтрансгаз-Чайковский» Чусовская ЛЭС Горнозаводского ЛПУМГ
1100	11014	11.91	Каб.связи	-	0.40	-	78	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУМГ
1110	11100	33.07	газопровод	-	2.20	ст.720	89	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Гремячинское ЛПУМГ,
1110	11100	73.78	газопровод	-	1.60	ст.720	90	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Гремячинское ЛПУМГ,

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец
1110	11100	99.33	газопровод	-	1.30	ст.720	86	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Гремячинское ЛПУМГ
1110	11101	08.05	Каб.связи	-	0.60	-	86	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУМГ
1110	11101	24.37	газопровод	-	0.60	ст.720	84	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Гремячинское ЛПУМГ
1110	11101	38.47	Каб. сил. 0.4кВ	-	0.50	-	68	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Горнозаводское ЛПУМГ
Проектируемый МН Сургут-Полоцк								

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец
1100	11003	17.49	Каб.ЭХЗ	-	1.00	-	69	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»
1101	11012	70.15	Каб. сил 0.4кВ	-	1.00	-	82	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»
1101	11012	99.05	Каб.связи	-	0.70	-	90	ОАО Газпром, ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ,Горнозаводское ЛПУМГ
1101	11013	09.12	газопровод	ст.	0.80	ст.150	90	ОАО Газпром, ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ,Горнозаводское ЛПУМГ

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец
1101	11014	42.46	Каб.связи	-	1.30	-	88	ОАО Газпром, ООО «Газпром трансгаз Чайковский», Горнозаводское ЛПУМГ
1101	11014	47.57	газопровод	ст.	0.40	ст.150	90	ОАО Газпром, ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ,Горнозаводское ЛПУМГ,
1101	11014	52.03	Каб.связи	-	0.30	-	89	ОАО Газпром, ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ,Горнозаводское ЛПУМГ
1105	11058	85.91	Каб.ЭХЗ	-	1.20	-	85	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец
1110	11101	87.52	газопровод	Ст.	1,5	720	90	ОАО Газпром, ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ,Горнозаводское ЛПУМГ
1110	11102	20.28	Кабель связи	-	1,2	-	90	ОАО Газпром, ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ,Горнозаводское ЛПУМГ
1110	11102	27.28	газопровод	Ст.	1,7	720	90	ОАО Газпром, ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ,Горнозаводское ЛПУМГ,
1110	11102	45.28	Каб. связи	-	1,60	-	90	ОАО Газпром, ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ,Горнозаводское ЛПУМГ

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец
1110	11102	52.97	газопровод	Ст.	2,0	720	90	ОАО Газпром, ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ,Горнозаводское ЛПУМГ
1110	11102	77.32	газопровод	Ст.	1,8	720	90	ОАО Газпром, ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ,Горнозаводское ЛПУМГ
1110	11102	83.57	Каб. связи	-	0,90	-	88	ОАО Газпром, ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ,Горнозаводское ЛПУМГ
1115	11156	63,64	Каб. связи	-	1,20	-	59	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»

Местоположение, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец
1115	11156	75,22	Нефтепровод	Ст.	1,80	1220	60	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»
1115	11157	1.34	Каб. связи	-	0,60	-	67	ПРНУ (филиал АО «Транснефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»

В соответствии с требованиями ПУЭ угол пересечения трубопровода с ЛЭП-35 кВ и ниже не нормируется, угол пересечения с ЛЭП-110 кВ и выше принят не менее 60˚.

Ведомость ЛЭП и ЛС, пересекаемых трассой представлена в таблице 14.

№ п/п	Пикет	Плюсовка, м	Наименование линии, напряжение	Число пересекаемых проводов, шт	Угол пересечения, градусы	Высота ж/д опор	Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м		Высота проводов, м			Владелец
									Верхний			
									Нижний			
							Левый	Правый	Левый столб	Правый столб	точка пересечения	
Демонтируемый МН "Сургут-Полоцк"												
1	11012	77.92	6кВ+связь	3	80	-	8.6	11.6	8.0/5.4	4	5.8	ФКУ ИК-35

№ п/п	Пикет	Плюсовка, м	Наименование линии, напряжение	Число пересекаемых провод	Угол пересечения, градус	Высота опор	Расстояние от оси трассы до опор		Высота проводов, м			Владелец
									Верхний			
									Нижний			
							Левый	Правый	Левый стойк	Правый столб	точка подвеса	
2	11054	43.99	500кВ Калино-Ниж. Тагил	9	47	-	68	309	34.2 / 23.8	-	15.2	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Пермское Предприятие МЭС
3	11055	69.35	220кВ Калино-Цемент	3	46	-	411	45	-	28.0/ 23.0	18.2	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Пермское Предприятие МЭС
4	11101	58.56	10кВ	3	85	-	10	22	9.3/ 7.1	11.5/ 11.4	8	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Гремячинское ЛПУ МГ

№ п/п	Пикет	Плюсовка, м	Наименование линии, напряжение	Число пересекаемых проводов	Угол пересечения, градус	Высота ро опор	Расстояние от оси трассы до опор		Высота проводов, м			Владелец
									Верхний			
									Нижний			
							Левый	Правый	Левый столб	Правый столб	точка пересечения	
Проектируемый МН "Сургут-Полоцк"												
1	11013	01.78	6кВ+ связь	5	89	6.5/7.5	30.1	28.2	6.5/4.5	7.8/4.6	4	ФКУ ИК-35
2	11053	99.52	500кВ Калино-Ниж. Тагил	9	65	-	181.1	195.6	34.2/23.8	-	23.0/11.4	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Пермское Предприятие МЭС
3	11055	00.52	220кВ Калино-Цемент	3	65	-	114.2	329.5	28.0/23.0	28.1/23.4	18.7	
4	11103	04.31	10кВ	3	70	-	11.6	47.7	9.1/8.9	8.8	8.3	ОАО Газпром, ООО Газпром трансгаз Чайковский, Гремячинское ЛПУ МГ
5	11156	56.85	10кВ	3	59	9.9/9.4	60.7	49.9	10.2/9.3	9.4/8.3/8.0	6.6	ПРНУ (филиал АО «Тран

№ п/п	Пикет	Плюсовка, м	Наименование линии, напряжение	Число пересекаемых провод	Угол пересечения, градус	Высота и род опор	Расстояние от оси трассы до опор		Высота проводов, м Верхний Нижний			Владелец
							Левый	Правый	Левый стойк	Правый столб	точка подвеса	
												снефть-Прикамье») ЛПДС «Лысьва»

2.13.4 Переходы малых водотоков

К переходу через малый водоток относится участок нефтепровода, проложенный через несудоходный водоток или водоём шириной по зеркалу воды в межень менее 25 м и глубиной менее 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень менее 10 м независимо от глубины.

Ведомость пересекаемых водотоков представлена в таблице 39.

Таблица 15

ПК по трассе	Наименование водотока	Отметка уровня воды на период изысканий, м. БС	Ширина на момент изысканий, м	Максимальная глубина на момент изысканий, м	Скорость течения в межень, м/с	Уровень воды обеспеченностью 1%, м БС	Уровень воды обеспеченностью 10%, м БС	Минимальная отметка дна русла по створу, м БС
10973+37-10974+33	Ручей б/н	292,01	96	0,9	0,15	292,02	291,89	290,66

ПК по трассе	Наименование водотока	Отметка уровня воды на	Ширина на момент	Максимальная глубина	Скорость течения в межен	Уровень воды обеспеченностью	Уровень воды обеспечен-	Минимальная отметка дна

		период изысканий, м. БС	изысканий, м	на момент изысканий, м	ь, м/с	1%, м БС	ностью 10%, м БС	русла по створу, м БС
10990+03-10991+97	Ручей Левая Куртымка	287,08	94	1,21	0,08	286,50	286,32	285,18
11004+62-11005+70	Ручей Правая Куртымка	308,72	108	1,05	0,14	308,24	308,02	307,39
11015+50-11016+05	Ручей б/н	322,14	56	1,79	0,05	320,61	320,53	320,04
11021+75-11021+95	Лог б/н	329,65	20	0,44	-	-	-	-
11030+47	Лог б/н	-	-	-	-	-	-	-
11047+58	Ручей б/н	295,4	0,1	0,05	-	-	-	-
11055+23	Ручей б/н	257,66	1,30	0,15	0,8	-	-	-
11065+41-11065+64	Ручей б/н	244,70	23	0,51	0,15	244,49	244,38	244,09
11089+67	Ручей б/н (временный)	286,65	0,4	0,17	-	-	-	-
11107+01-11107+26	ручей б/н (временный)	291,06	24	0,63	-	-	--	290,22
11119+05	Р.Семеновка	236,71	2,7	0,52	0,5	237,54	237,30	235,51
11122+07	Ручей б/н	249,92	1,5	0,21	0,4	250,43	250,26	249,61

При прокладке траншейным способом трубопроводов, на переходах малых водотоков отметка верха забалластированного трубопровода должна быть не менее 1,5 м от естественных отметок дна водотока и не менее чем на 1,0 м ниже прогнозируемой минимальной отметки размыва дна или прогнозируемого предельного профиля размыва дна малого водотока, определяемого на основании инженерных изысканий, а на переходах пересыхающих водотоков и водоемов - не менее 1,0 м от естественных отметок дна и не менее чем на 1,0 м ниже прогнозируемой минимальной отметки размыва дна или прогнозируемого предельного профиля размыва дна, определяемых на основании инженерных изысканий.

На переходе через ручей на ПК11122+07 с разработкой траншеи в неразборных скальных породах проектом предусмотрено заглубление трубопровода в дно водной преграды с условием назначения проектных отметок верха забалластированного трубопровода ниже кровли скальной породы не менее 0,5 м и соблюдением требований заглубления трубопровода на этих участках ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки не менее 0,5 м.

Ширина траншеи на участке перехода водотока назначается с учетом режима водной преграды, метода разработки, способа укладки и наличия балластировки.

Крутизна откосов подводной и обводненных береговых траншей принята в соответствии со СП 86.13330.2014.

Целесообразность выполнения земляных работ в периоды весеннего ледохода и паводков на затопленных пойменных участках и в период осеннего ледостава определяется проектом.

Строительство переходов трубопровода через водные преграды глубиной до 0,5 м осуществляют механизированные линейные колонны по ходу строительства магистрали.

Береговые траншеи на обводненных и заболоченных поймах можно разрабатывать универсальными одноковшовыми экскаваторами, оборудованными обратной лопатой, или экскаваторами-драглайнами со щитов, сланей и дорог, обеспечивающих снижение удельного давления на грунт до 0,2 - 0,1 кгс/см^2, а также экскаваторами болотной модификации.

На реках с глубиной до 0,5 м и плотными грунтами для разработки траншей применяют экскаватор с обратной лопатой с перемещением по дну реки. При глубине более 0,5 м и скорости течения 0,1 - 0,3 м/с экскаватор работает с насыпной дамб.

При наличии многорукавных, мелководный русловых участков траншеи можно разрабатывать экскаваторами с поочередным перекрытием отдельных рукавов временными насыпными дамбами.

Целесообразность выполнения земляных работ в периоды весеннего ледохода и паводков на затопленных пойменных участках и в период осеннего ледостава определяется проектом производства работ.

Засыпать подводные траншеи после укладки трубопровода рекомендуется техническими средствами, которые были использованы для рытья траншеи.

Засыпку береговых и русловых участков подводных переходов необходимо выполнять непосредственно после укладки трубопровода и его испытания

Перед укладкой трубопровода в подводную траншею должны быть проведены контрольные промеры глубин по траншее и составлен ее исполнительный профиль. Особо тщательные промеры необходимы для проверки отметок в точках перелома углов продольного профиля. Если фактические отметки траншеи выше проектных, траншея должна быть дополнительно разработана до укладки трубопровода.

Способ разработки траншеи, засыпки и метод укладки трубопровода на переходах через малые водотоки представлен в таблице 16.

Таблица 16

Наименование водотока	Способ разработки траншеи	Способ засыпки Траншеи	Метод укладки трубопровода
Ручей б/н (ПК10973+84,9)	Одноковшовым экскаватором с дамбы	Одноковшовым экскаватором с дамбы	Протаскивание по дну траншеи
Ручей Левая Куртымка (ПК11990+49,8)	Одноковшовым экскаватором с дамбы	Одноковшовым экскаватором с дамбы	Протаскивание по дну траншеи
Ручей Правая Куртымка (ПК11005+16)	Одноковшовым экскаватором с дамбы	Одноковшовым экскаватором с дамбы	Протаскивание по дну траншеи
Ручей б/н (ПК11015+77,6	Одноковшовым экскаватором с дамбы	Одноковшовым экскаватором с дамбы	Протаскивание по дну траншеи
Лог б/н (ПК11021+85,2)	Одноковшовым экскаватором	Бульдозером	С бровки траншеи
Лог б/н (ПК11030+47)	Одноковшовым экскаватором	Бульдозером	С бровки траншеи
Ручей б/н (ПК11047+58)	Одноковшовым экскаватором	Бульдозером	С бровки траншеи
Ручей б/н (ПК 11055+23)	Одноковшовым экскаватором с временной лежневой дороги	Одноковшовым экскаватором с временной лежневой дороги	Одноковшовым экскаватором с временной лежневой дороги
Ручей б/н	Одноковшовым	Одноковшовым	С временной

Наименование водотока	Способ разработки траншеи	Способ засыпки Траншеи	Метод укладки трубопровода
11065+52	экскаватором с дамбы	экскаватором с дамбы	лежневой дороги
Ручей б/н (временный) ПК 11089+67	Одноковшовым экскаватором	Бульдозером	С бровки траншеи
Ручей б/н 11107+13,7	Одноковшовым экскаватором с временной лежневой дороги	Одноковшовым экскаватором с временной лежневой дороги	Протаскивание по дну траншеи
Р. Семеновка 11119+05	Одноковшовым экскаватором с дамбы	Одноковшовым экскаватором с дамбы	Протаскивание по дну траншеи
Ручей б/н 11122+07	Одноковшовым экскаватором с предварительным рыхлением гидромолотом	Одноковшовым экскаватором	С бровки траншеи

2.14 Описание принципиальных конструктивных решений по балластировке трубопровода

Необходимость балластировки трубопровода для обеспечения его устойчивого положения, а также конструкция балластировки определяется в зависимости от конкретных условий участка трубопровода.

Балластировка выполняется в соответствии с РД-91.200.00-КТН-044-11.

При строительстве трубопровода применяются балластирующие устройства, удовлетворяющие следующим требованиям:

– конструкция балластирующих устройств должна быть технологична как при строительстве, так и проведении ремонтных работ в процессе эксплуатации;

– в процессе монтажа и дальнейшей эксплуатации нефтепровода не допускается повреждение изоляционного покрытия;

– применяемые балластирующие устройства изготавливаются по техническим условиям и имеют сертификаты соответствия.

В проекте предусмотрена балластировка трубопровода на различных участках:

– железобетонными утяжелителями охватывающего типа марки (УБО) весом 4253 кг, с установкой на обводненных участках, при укладке трубопровода с бровки траншеи. Шаг расстановки грузов не менее 2,5 м.

– утяжелителями кольцевыми чугунными УЧК, весом 2000 кг (комплект из двух полуколец) с установкой на участках протаскивания. Шаг установки грузов не менее 1,70 м.

недостающих грузов на плеть после её укладки в створе подводного перехода.

В состав работ по балластировке трубопроводов ж/б утяжелителями типа УБО входят:

– доставка, разгрузка утяжелителей и раскладка их в местах, предусмотренных ППР;
– подача утяжелителей к месту монтажа;
– сборка комплектов утяжелителей;
– футеровка трубопровода матами;
– установка комплектов утяжелителей.

Установка утяжелителей типа УБО должна осуществляться как на уложенный в проектное положение трубопровод, так и на трубопровод, находящийся в траншее, заполненной водой. При этом погружение трубопровода на проектные отметки производится с помощью утяжелителей.

Монтаж (установка) утяжелителей на уложенный в траншею трубопровод должен выполняться кранами или кранами-трубоукладчиками. Для монтажа железобетонных утяжелителей типа УБО должны применяться специальные траверсы.

Установка кольцевых утяжелителей на трубопровод должна осуществляться с помощью кранов-трубоукладчиков на спланированной монтажной площадке.

Для предохранения изоляционного покрытия трубопровода от механических повреждений в зонах соприкосновения нефтепровода с пригрузами используются защитные коврики из синтетических материалов.

Технологический процесс по балластировке трубопровода кольцевыми утяжелителями должен включать:

– транспортировку со склада и раскладку полуколец краном-трубоукладчиком. Нижние и верхние полукольца утяжелителей должны раскладываться параллельно подготовленному трубопроводу или отдельным плетям в два ряда вдоль оси трубы с интервалом, в соответствии с проектной документацией. При монтаже утяжелителей на нескольких плетях трубопровода расстояние между плетями должно обеспечивать проезд трубоукладчиков, кранов, автомашин для выполнения сварочно-монтажных, изоляционных и других работ;
– футеровка трубопровода рейкой;
– укладку плети трубопровода на нижний ряд полуколец. Отклонения при раскладке нижних элементов кольцевых утяжелителей от продольной оси трубопровода на длине одного утяжелителя не должно превышать в плане ±5 см;
– укладку верхних полуколец на трубопровод;

– закрепление полуколец между собой с помощью болтовых соединений или шпильками. Шпильки вставляют в отверстия утяжелителей сверху с навинченными верхними гайками. Нижние гайки наворачивают на шпильку до отказа, а затем верхние гайки доворачивают гайковертом до получения значений моментов затяжки: шпилька диаметром 20 мм – не менее 160 Н·м, шпилька диаметром 24 мм – не менее 235 Н·м.

Качество затяжки болтов (шпилек) верхних и нижних полуколец должно проверяться службой строительного контроля непосредственно перед началом протаскивания с составлением акта.

Для уменьшения количества и грузоподъемности трубоукладчиков, необходимых для перемещения плети в створ подводного перехода, допускается частичная навеска грузов с установкой

2.15 Подключение заменяемого участка к действующему нефтепроводу

Работы по подключению нового участка и действующего трубопровода производятся на действующем нефтепроводе во время плановой остановки перекачки.

Освобождение отключенного участка основного трубопровода от нефти производится после остановки перекачки и перекрытия линейных задвижек в следующей последовательности:

– подготовительный этап – до остановки МН:

а) врезка в МН «Сургут-Полоцк» временных вантузов - 3 шт. (вырезаются с катушкой);

б) врезка в МН "Сургут-Полоцк" вантузов для откачки нефти (1шт. на 1096 км, 1 шт. на 1115 км).

в) врезка в МН «Холмогоры-Клин» временных вантузов (устраняются "пакером") для закачки нефти (1шт. на 1338 км, 1 шт. на 1360 км);

г) врезка в МН «Сургут-Полоцк» временного вантуза (устраняются "пакером") - 1 шт. - на 1094 км;

д) УЗК и цветная дефектоскопия сварных швов обварки вантузов;

– основной этап – после остановки МН:

а) закрытие задвижек №№ 190, 191, 192;

б) откачка нефти в объеме 5832 м^3 из отключенного участка в МН «Холмогоры-Клин» агрегатами ПНУ в количестве 4 единицы;

– заключительный этап – устранение вновь врезанных вантузов вместе с отключенным участком.

Согласно ОР-91.040.01-КТН-098-14 эксплуатирующая организация выполняет следующие работы:

– подготовка участка нефтепровода к откачке;
– врезка вантузов;
– опорожнение участка нефтепровода;

– отсечение демонтируемых участков трубопровода и герметизация его концов;

– ликвидация вантузов приспособлением «Пакер».

Подрядная организация выполняет следующие работы:

– земляные работы по вскрытию, подсыпке, подбивке, засыпке и рекультивации участков трубопроводов;

– сварочно-монтажные работы по подгонке и сварке катушек и секций труб;

– контроль качества гарантийных сварных стыков в объёме 100 % цветной дефектоскопией и 100 % ультразвуковым методом;

– изоляцию сварных стыков термоусаживающимися манжетами.

Соединение запроектированного участка с существующим трубопроводом производится на прямолинейном участке с оформлением акта на сварку каждого стыка, с предварительным опорожнением трубопровода на участке врезки.

Врезка производится в соответствии с РД-23.040.00-КТН-073-15.

Подготовка участка трубопровода для врезки производится в определенной последовательности.

Перед началом работ по резке труб необходимо подготовить ремонтный котлован. Расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована должно быть не менее 0,6 м, минимальное расстояние между боковыми образующими и стенкой котлована должно быть не менее 1,5 м.

До начала резки изоляционное покрытие должно быть удалено по всей окружности трубы не менее чем на 600 мм.

После освобождения от нефти, вырезки участка трубы и до выполнения сварочно-монтажных работ, внутренняя полость трубопровода должна быть перекрыта герметизаторами резинокордными ГРК в соответствии с РД-23.040.00-КТН-073-15.

Установка герметизатора в полость трубопровода производится с открытого конца трубопровода на расстоянии не менее 1220 мм по схеме, представленной в плане производства работ.

Перед установкой герметизатора внутренняя поверхность трубопровода очищается от отложений и грязи на длине не менее 2,5 м.

Выполнение работ по герметизации трубопровода должно осуществляться по наряду допуску и плану производства работ, где необходимо указать способ перекрытия, вид применяемых герметизаторов, схемы установки.

Кроме того должен быть произведен расчет времени работы нефтепровода сниженным режимом при прохождении герметизаторов.

Для проведения контроля ГВС в полости трубопровода на расстоянии от 80 до 100 мм (для герметизаторов «Кайман») и от 100 до 150 мм (для герметизаторов ГРК, ПЗУ) от торцов герметизаторов необходимо выполнить

по одному отверстию диаметром 12 мм. Сверление отверстий следует выполнять на расстоянии не менее 100 мм от продольных и поперечных сварных швов.

Для отбора анализа воздуха перед герметизаторами на расстоянии от 100 до 150 мм от их торцов сверлятся контрольные отверстия.

Длина откапываемого участка действующего трубопровода зависит от диаметра трубопровода, минимального радиуса упругого изгиба, величины несоосности стыкуемых концов и должна составлять не менее 60,0 м. Расстояние между осями вновь построенного трубопровода и действующего на участке врезки составляет не менее 1,5 м.

Конечный участок трубопровода освобождается от изоляции на расстоянии, необходимом для проведения сварочных работ.

Оси конечных участков вновь построенного и существующего трубопровода должны лежать в горизонтальной плоскости на одном уровне.

Выставленные торцы при проведении дальнейших операций должны оставаться неподвижными.

Центровка выполняется с применением наружного центратора.

Неподвижность обеспечивается фиксированием положения стрелы трубоукладчика и засыпкой грунтом.

Труба, предназначенная для изготовления «катушки», должна пройти входной контроль, включая проверку соответствия сопроводительной документации на трубу и соответствовать требованиям РД-23.040.00-КТН-386-09.

Труба, предназначенная для изготовления «катушки», а также соединительные детали, запорная арматура и эллиптические заглушки должны быть испытаны гидравлическим способом на прочность заводским испытательным давлением в течение 24 часов и рабочим давлением в течение 12 часов.

При использовании для изготовления «катушек» труб без заводского изоляционного покрытия необходимо осмотреть поверхность трубы на предмет отсутствия вмятин, рисок, царапин, задиров, каверн стенки трубы, выполнить ВИК, УЗК качества продольного заводского шва, УЗ толщинометрию стенки трубы в местах коррозионных поражений и зачисток, а также на отсутствие расслоений и трещин.

Подготовка труб к сборке и сварке при врезке через переходные (составные) катушки К52хК56 осуществляется в следующей последовательности:

– подготовить катушку того же диаметра, той же толщины, класса прочности стали и разделкой кромок (по возможности), что и соединяемые участки трубопровода. Длина катушки должна составлять не менее одного диаметра трубы;

– при необходимости освободить от грунта защемленный участок трубопровода на длине, необходимой для манипулирования плетью, при сборке стыка захлеста;

– подготовить под сварку защемленную плеть трубопровода, выкопав приямок, размеры которого достаточны для безопасного проведения работ по сварке и контролю;

– приподнять трубоукладчиками незащемленную плеть, установить опору и пристыковать катушку к трубопроводу;

– произвести предварительный подогрев;

– выполнить сборку с применением наружного центратора, при необходимости выполнить прихватку;

– приступить к сварке корневого слоя шва. После сварки не менее 60 % длины корневого слоя шва центратор может быть снят. Затем следует завершить сварку корневого слоя и выполнить сварку заполняющих и облицовочных слоев шва;

– вывесить трубоукладчиком не защемленную плеть с приваренной катушкой и разметить место реза. Разметка линии реза должна быть выполнена с помощью шаблона;

– установить страховочную опору и осуществить газовую резку с последующей подготовкой фасок специализированным станком для обработки кромок;

– поднять трубоукладчиком незащемленную плеть на высоту, необходимую для совмещения с торцом защемленной плети трубопровода. При необходимости допускается использование второго трубоукладчика вблизи зоны сварки на поднятом конце трубопровода;

– выполнить предварительный подогрев, сборку и сварку второго стыка в соответствии с вышеприведенными рекомендациями.

Изоляция сварных соединений на участках врезки в действующий трубопровод предусмотрена термоусаживающимися манжетами, на участках врезки в узле пропуска СОД на НПС «Красноселки» – комбинированным изоляционным покрытием на основе битумно-полимерных лент №18.

Контроль качества сварных соединений производится:

– операционным контролем в процессе сварки;

– визуальным контролем и обмером в объеме 100 %;

– проверкой сварных швов неразрушающими методами в объеме 100 % радиографическим и 100 % ультразвуковым методом.

При проведении цветной дефектоскопии угловых сварных швов контролируется околошовная зона шириной 50 мм.

Швы обварки «чопиков» подлежат 100 % визуальному и измерительному, контролю ультразвуковым методом и методом цветной дефектоскопии.

2.16 Демонтаж существующего участка

Демонтаж участков трубопроводов предусмотрено выполнять после следующих мероприятий:

– строительство новых (проектируемых) участков трубопроводов;
– отключение демонтируемых участков трубопроводов;
– врезка новых (проектируемых) участков трубопроводов;
– демонтаж старых участков трубопроводов.

Отключение демонтируемых участков трубопроводов и выполнение необходимых мероприятий по безопасности, производится организацией, эксплуатирующей данные участки.

Перед выводом участков трубопроводов проводится анализ прочности и устойчивости прилегающего участка трубопровода, остающегося в работе, с учетом запланированных изменений конструктивной схемы трубопровода в процессе вывода в ремонт и проведения ремонтных работ.

На основании письма ОАО «АК «Транснефть» от 08.05.2014 № 08-01-06/23133 на участках реконструкции МН демонтажные работы не производятся, за исключением участков трубопроводов на подводных переходах, переходах через железные и автомобильные дороги, выполненные с защитным кожухом и трубопроводов, расположенных в особо охраняемых природных территориях (ООПТ).

Демонтаж оставшихся линейных участков МН, не входящих в объем подрядных работ, организовывается силами Заказчика в соответствии с письмом ОАО «АК «Транснефть» №08-01-06/23133 от 08.05.14г. и требованиями ОР-23.040.00-КТН-056-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок реализации металлолома, учета и хранение».

На переходах через автомобильные дороги предусмотрен демонтаж на участках:

– км 1101 (52,0 м заполнение футляра песчано-цементным раствором);
– км 1106 (20,0 м заполнение существующего трубопровода песчано-цементным раствором).

Основные виды работ по демонтажу существующего трубопровода составляют:

– земляные работы по вскрытию участков трубопроводов;
– опорожнение отключаемого трубопровода от нефти;
– очистка трубопровода;
– подъем трубопровода из траншеи, резка и транспортировка труб к месту складирования;
– тампонаж существующих футляров на переходах через дороги.

Очистка демонтируемого трубопровода от оставшейся после опорожнения нефти производится с помощью воды и ИГС (инертно-газовая смесь) силами эксплуатирующей организации с применением МКАУ и пропуском двух очистных поршней-разделителей.

Сброс водонефтяной эмульсии производится в разборную герметичную емкость. Собранный нефтесборными устройствами продукт вывозится автоцистернами в места, установленные заказчиком.

Демонтаж трубопровода после опорожнения и очистки на участках замены выполняется с разработкой траншеи и предусматривает следующие технологические операции:

– уточнение положения трубопровода и величины заглубления;
– снятие плодородного слоя и перемещение его во временный отвал;
– вскрытие демонтируемого участка экскаватором на величину 0,2 м до верхней и до боковых образующих трубопровода с соблюдением мер предосторожности, исключающих повреждение трубопровода, с последующей доработкой траншеи вручную;
– отсечение плети трубопровода при пересечении с кабелями и протаскивание отсеченного участка под коммуникациями;
– подъем трубопровода с использованием трубоукладчиков, оборудованных троллейными подвесками;
– укладка трубопровода на бровку траншеи;
– снятие изоляции в местах резки;
– резка трубопровода на трубы длиной 11 м, осуществляемая механической резкой, или газовой резкой;
– погрузка труб на плетевозы и вывозка их в места, согласованные Заказчиком;
– засыпка траншеи экскаватором после извлечения трубопровода с последующей планировкой;
– восстановление плодородного слоя.

Очистку наружной поверхности демонтируемых труб следует производить после резки на части на трубосварочных базах. Очистка нефтепровода не производится, если потребителю труб это не требуется.

2.17 Защита трубопровода от коррозии

Согласно ГОСТ Р51164-98 (п.3.3, п.5.1) все проектируемые подземные металлические трубопроводы, футляры, емкости и колодцы подлежат электрохимической защите от коррозии.

Защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную (по этой при чине) работу на весь период эксплуатации.

Все трубопроводы (кроме проложенных надземно) независимо от условий эксплуатации подлежат электрохимической защите. Электрохимическая защита должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении (и на всей его поверхности) таким образом, чтобы значения потенциалов на трубопроводе были (по абсолютной величине) не меньше минимального и не больше максимального значений.

2.18Контроль качества ремонтных работ.

Качество выполнения ремонтных работ определяется по результатам входного, инструментального и визуального контроля в соответствии с СП 126.13330.2012 «Свод правил. Геодезические работы в строительстве» [38], СНиП 3.03.01-87 «Несущие и ограждающие конструкции» [39], ГОСТ 13015.1-81 «Конструкции и изделия бетонные и железобетонные сборные. Приемка» [40] и др.

Предусмотрены следующие стадии контроля качества выполняемых работ:

- входной контроль;
- пооперационный (систематический контроль и промежуточная сдача- приемка);
- приемочный контроль.

Данные результатов всех видов контроля фиксируются в журналах работ.

Инструментальный контроль должен осуществляться в каждой смене, в которой производятся ремонтные работы.

При производстве сварочно-монтажных работ и контроле качества сварных соединений стальных трубопроводов следует руководствоваться требованиями:

- ГОСТ 3242-79 «Соединения сварные. Методы контроля качества» , ГОСТ 7512-82;
- ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ» ;
- Правил пожарной безопасности при производстве сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства.

При приемке оборудования и других материалов, поступающих на трассу ремонтируемого газопровода, следует осуществлять входной контроль. При этом необходимо проверить наличие паспорта, сертификата, соответствие указанных в паспорте и фактических параметров оборудования, а также отсутствие механических повреждений, фиксирующих устройств, соответствие качества требованиям стандартов и технических условий или утвержденным образцам.

Паспорта, сопровождающие поставляемые потребителю изделия, должны храниться на объекте капитального ремонта.

Изоляционные материалы, входящие в конструкцию (структуру) изоляционного покрытия, должны пройти входной контроль на соответствие их свойств техническим условиям.

Технические характеристики изоляционного покрытия должны соответствовать требованиям к защитным покрытиям усиленного типа ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» .

Основными контролирующими параметрами комбинированного изоляционного покрытия являются:

- общая толщина покрытия (в том числе толщина слоя битумно-полимерных мастик)
- адгезия битумно-полимерных мастик к поверхности трубы
- величина нахлеста рулонных материалов
- диэлектрическая сплошность покрытия.

Толщину нанесенного изоляционного покрытия следует измерять магнитными толщиномерами (приборами неразрушающего контроля), обеспечивающими погрешность измерений не более 0,10 мм.

В случае пробоя изоляционного покрытия дефектные места должны быть отремонтированы и повторно проверены на диэлектрическую сплошность.

Контроль качества ремонтных работ следует осуществлять путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проекта.

Контроль качества ремонтных работ должен осуществляться специалистами или специальными службами, входящими в состав строительных организаций или привлекаемыми со стороны и оснащенными техническими средствами, обеспечивающими необходимую достоверность и полноту контроля.

Операционный контроль должен осуществляться в ходе выполнения ремонтных процессов или производственных операций и обеспечивать своевременное выявление дефектов и принятие мер по их устранению и предупреждению.

При операционном контроле следует проверять соблюдение технологии выполнения ремонтных процессов; соответствие выполняемых работ рабочим чертежам, строительным нормам, правилам и стандартам.

Скрытые работы подлежат освидетельствованию с составлением актов. Акт освидетельствования скрытых работ должен составляться на завершенный процесс, выполненный самостоятельным подразделением исполнителей.

На всех стадиях капремонта с целью проверки эффективности ранее выполненного производственного контроля должен выборочно осуществляться инспекционный контроль.

По результатам производственного и инспекционного контроля качества ремонтных работ должны разрабатываться мероприятия по устранению выявленных дефектов, при этом также должны учитываться требования авторского надзора проектных организаций и органов государственного надзора и контроля, действующих на основании специальных положений.

3.Мероприятия, обеспечивающие безопасность рабочих при проведении строительных работах

3.1ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Правовые основы регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками устанавливаются Трудовым кодексом РФ. Он направлен на создание условий труда, соответствующих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

Охрана труда – система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические и реабилитационные мероприятия.

Условия труда – совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, оказывающих влияние на работоспособность и здоровье работника.

Безопасные условия труда – такие условия труда, при которых воздействие на работников вредных и опасных производственных факторов исключено, либо уровни их воздействия не превышают установленных нормативов.

3.2 Опасные производственные и вредные факторы при эксплуатации объекта

По МН «Сургут-Полоцк» осуществляется перекачка нефти.

При несоблюдении требований безопасности могут возникнуть пожары и взрывы, которые приводят к авариям, термическим ожогам и травмированию работников.

Основные вредные и опасные производственные факторы для здоровья и жизни работников, выполняющих работу по обслуживанию и эксплуатации линейной части МН следующие:

– физические факторы:

а) пожаро- и взрывоопасные свойства нефтепродуктов;

б) движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;

в) острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях оборудования, заготовок и инструментов;

г) отлетающие частицы металла и металлическая стружка;

д) повышенная запыленность воздуха рабочей зоны – абразивная пыль, сварочный аэрозоль;

е) повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека;

ж) повышенный уровень статического электричества;

з) недостаточная освещенность рабочей зоны и т. д.;

и) повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны (при работах на открытом воздухе в холодный или теплый период года);

к) расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли;

л) проведение погрузочно-разгрузочных работ механизированным способом с применением подъемно-транспортного оборудования и средств малой механизации;

- химические факторы:

а) токсичность паров нефтепродуктов, воздействующих на организм человека через дыхательные пути и кожный покров;

б) смазочно-охлаждающие жидкости, выделяющие вредные аэрозоли;

в) повышенное содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны в местах проведения спаечных, сварочных и прочих работ;

– психофизиологические факторы:

а) тяжесть трудового процесса (вынужденная, фиксированная рабочая поза, работа на высоте, связанная с вынужденным напряжением мышц верхнего плечевого пояса; перенос тяжестей в процессе ремонта, перенос рабочего инструмента на место ремонтных работ; локально-мышечное напряжение при выполнении мелких ремонтных движений; значительные перемещения в пространстве, обусловленные техпроцессом и т.д.);

б) напряженность трудового процесса (обусловлена характером выполняемой работы, сенсорными нагрузками; эмоциональными нагрузками – степень ответственности за результат собственной деятельности, значимость ошибки, степень риска для собственной жизни, степень ответственности за безопасность других лиц; режимом работы).

Оценка условий труда работников по факторам рабочей среды и трудового процесса осуществляется по гигиеническим критериям Р 2.2.2006-05.

Подтверждение классов условий труда работников, обслуживающих МН, для разработки мероприятий по улучшению условий труда и предоставления им гарантий и компенсаций осуществляется на основании результатов специальной оценки условий труда, проведенной в организации в порядке, утвержденном Федеральным законом «О специальной оценке условий труда».

3.3Физиологические параметры трудового процесса

Трудовой процесс характеризуется такими показателями, как тяжесть и напряженность. Количественная оценка тяжести и напряженности трудового процесса проводится в соответствии с Р 2.2.2006-05.

Тяжесть труда – характеристика трудового процесса, отражающая преимущественно нагрузку на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы организма (сердечно-сосудистую, дыхательную и др.), обеспечивающие его деятельность.

Основными показателями тяжести трудового процесса являются:

– физическая динамическая нагрузка;
– масса поднимаемого и перемещаемого груза;
– общее число стереотипных рабочих движений;
– величина статической нагрузки;
– рабочая поза;
– степень наклона корпуса;
– перемещения в пространстве.

Напряженность труда – характеристика трудового процесса, отражающая нагрузку преимущественно на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу работника.

К факторам, характеризующим напряженность труда, относятся:

– интеллектуальные нагрузки;
– сенсорные нагрузки;
– эмоциональные нагрузки;
– степень монотонности нагрузок;
– режим работы.

При эксплуатации проектируемых сооружений и оборудования персонал выполняет различные операции, сопровождающиеся мышечным напряжением (физическая динамическая нагрузка, перемещение груза – рабочей оснастки, инвентаря, перемещение в пространстве) и нервно-эмоциональным напряжением, характеризующим трудовой процесс (степень ответственности за результат собственной деятельности, безопасность других лиц, степень риска для собственной жизни, необходимость быстрого принятия решений в условиях дефицита времени).

Для снижения тяжести и напряженности труда персонала в данном проекте предусмотрены решения по:

– организации производственных процессов (механизация и автоматизация операций);
– правильной организации рабочих мест;
– чередованию выполняемых операций;
– рациональному режиму труда и отдыха;
– совершенствованию форм и частоты передаваемой информации;

повышению уровня профессиональной подготовки и квалификации.

3.4Действие опасных и вредных факторов при работе

1)При выполнении земляных работ на работников воздействует следующие опасные и вредные производственные факторы, связанные с производством работ:

- обрушающиеся грунты,
- движущиеся машины и их рабочие органы, а также передвигаемые ими предметы.

При эксплуатации строительных землеройных машин необходимо предупредить доступ людей в опасную зону работы, не менее 5м от движущихся частей и рабочих органов машин.

Складирование материалов должно производиться за пределами призмы обрушения грунта незакрепленных выемок, на выровненных площадках, защищенных от поверхностных вод.

Производство земляных работ в зоне действующих подземных коммуникаций, работы в охранной зоне ЛЭП, перемещение грузов двумя кранами предусмотреть по наряд-допускам на работы повышенной опасности.

2При монтаже строительных конструкций, оборудования, трубопроводов на работников воздействует следующие опасные и вредные производственные факторы, связанные с производством работ:

- вблизи от неизолированных токоведущих частей электроустановок;
- расположение рабочих мест вблизи перепада по высоте 1,3 м и более;
- передвигающиеся конструкции, грузы;
- падение вышерасположенных материала, инструмента;
- опрокидывание машин, падение их частей.

К зонам потенциально действующих опасных производственных факторов относятся участки территории вблизи строящихся объектов.

Зоны опасных производственных факторов следует ограждать сигнальными ограждениями, удовлетворяющими требованиям ГОСТ 23407-78.

Не допускается нахождение людей в кузове автомобиля, в полувагоне, на ж/д платформе при их погрузке и разгрузке.

На участке, где ведутся монтажные работы, не допускается выполнение других работ и нахождение посторонних лиц.

Строповку грузов производить инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать возможность падения или скольжения застропованного груза.

Установка (укладка) грузов на транспортное средство должна обеспечивать устойчивое положение груза при транспортировке и разгрузке. При выполнении погрузочно-разгрузочных работ не допускается строповка грузов, находящихся в неустойчивом положении, а так же смещение строповочных приспособлений при приподнятом грузе.

Распаковку и расконсервацию подлежащего монтажу оборудования следует производить в зоне, отведенной в соответствии с проектом производства работ, и осуществлять на специальных стеллажах или подкладках высотой не менее 100 мм.

Укрупнительную сборку и доизготовление подлежащих монтажу конструкций и оборудования (нарезка резьбы на трубах, гнутье труб, подгонка стыков и др. работы) следует выполнять на специально предназначенных для этого местах)

3)Огневые работы должны производиться только по наряд - допуску. Право выдачи наряда-допуска на огневые работы предоставляется лицам из административно-технического персонала цеха, прошедших проверку знаний Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, Правил пожарной безопасности в РФ и действующих инструкций.

Опасными и вредными производственными факторами при выполнении - огневых работ являются:

- высокая температура;
- движущиеся части оборудования и механизмов;
- взрыв, в том числе баллонов.

Перед началом и во время проведения огневых работ должен осуществляться контроль за состоянием паро-газовоздушной среды в зоне строительно-монтажных работ.

В процессе сварки следует строго соблюдать технологические режимы. В полевых условиях безопасность сварщика обеспечивается выбором рабочего места, ветер должен относить выделяемые вредные вещества. Сварщик должен работать в рукавицах, не касаясь нагревателя, для исключения ожогов.

При работах по сварке труб необходимо использовать средства индивидуальной защиты: хлопчатобумажные костюмы, береты, рукавицы, ботинки, защитные очки.

4)Изоляционные работы на технологическом оборудовании и трубопроводах выполняются до их установки или после постоянного закрепления. На участках работ где ведутся изоляционные работы с выделением химических веществ, не допускается выполнение других работ.

При проведении изоляционных работ внутри аппаратов или крытых помещений рабочие места обеспечиваются механической вентиляцией и местным освещением.

Стекловату, шлаковату, асбестовую крошку, цемент следует подавать к месту работы в контейнерах или пакетах с соблюдением условий, исключающих их распыление.

5)При проведении испытания нефтегазопровода на работников воздействует следующие опасные и вредные производственные факторы, связанные с производством работ:

-разрушающиеся конструкции;

-повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;

-повышенная загазованность воздуха рабочей зоны, обрушающиеся горные породы.

Осмотр трубопроводов при проведении испытания разрешается производить после снижения испытательного давления до рабочего.

Начинать испытание разрешается только после своевременного предупреждения окружающих лиц и получения разрешения руководителя испытаний.

Осмотр трубопроводов при проведении испытания разрешается производить после снижения испытательного давления до рабочего.

На период проведения испытаний должна быть установлена опасная зона. Границы опасной зоны должны быть обозначены сигнальными ограждениями и знаками безопасности. Нахождение лиц в опасной зоне при испытании на прочность не допускается.

6)При выполнении электромонтажных и наладочных работ на работников воздействует следующие опасные и вредные производственные факторы, связанные с производством работ:

-повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;

-вблизи от неизолированных токоведущих частей электроустановок;-расположение рабочих мест вблизи перепада по высоте 1,3 м и более;

-передвигающиеся конструкции, грузы,

-падение вышерасположенных материала, инструмента,

-подвижные части инструмента и оборудования;

-опрокидывание машин, падение их частей

Выделение для монтажной организации зоны производства работ, принятие мер по предотвращению ошибочной подачи в нее напряжения и ограждение от действующей части с указанием мест прохода персонала и проезда механизмов должны оформляться актом-допуском, а персонал монтажной организации выполняет работы по наряду-допуску, оформление которых должно оформляться по СНиП 12-03-2001.

3.5Меры противопожарной безопасности

Взрывопожаробезопасность проектируемого объекта обеспечивается следующими мероприятиями:

- определением категорий пожарной опасности наружных установок, зон, помещения в соответствии с установленными правилами безопасности;
- применения электрооборудования во взрывозащищенном исполнении в соответствии с ПУЭ;
- применение несгораемых и трудно сгораемых материалов;
- контролем параметров технологического процесса и состояния оборудования;
- защита от статического электричества и молниезащита, обеспечивающие безопасное обслуживание и ремонт оборудования, арматуры;
- наличием в составе оборудования предохранительных и защитных устройств, срабатывающих по отклонениям параметров технологического процесса и предаварийным состояниям оборудования.

Пожароопасность проектируемого оборудования определяется характеристиками обращающегося вещества в нормальном режиме. В проектируемом оборудовании обращаются вещества–сточная вода, содержащая следы нефти и нефтепродуктов, нефть, попутный нефтяной газ.

В случае возможной аварийной ситуации, связанной с разгерметизацией нефтепровода, возможно горение нефти, а при достижении концентрации горючего газа в газовоздушной смеси в диапазоне между верхним и нижним концентрационным пределом распространения пламени возможен взрыв.

В соответствии со ст.90 Федерального закона от 22.07.2008г.№ 123-ФЗи гл.7СП 4.13130.2013 обеспечение безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожаров достигается:

- наличием проездов, подъездов к зданиям и сооружениям;
- применением для строительства (реконструкции, ремонта) зданий и сооружений материалов с нормируемыми пределами огнестойкости;
- устройством противопожарных преград, ограничивающих площади противопожарных отсеков;
- обеспечением объектов предприятия противо пожарным водоснабжением, установками автоматической пожарной сигнализации, системой оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре;
- наличием эффективных средств тушения пожаров, механизированного инструмента для проведения спасательных работ, вскрытия и разборки конструкций;

– обучение работников, принимающих участие в тушении пожаров, требованиям техники безопасности;

– установкой пожарных автомобилей и оборудования на безопасном расстоянии от места пожара так, чтобы они не препятствовали расстановке прибывающих сил и средств. От недостроенных зданий и сооружений, а так же от других объектов, которые могут обрушиться на пожаре, пожарные автомобили устанавливаются на расстоянии, равном не менее высоты этих объектов;

– наличием путей эвакуации, индивидуальных и коллективных средств защиты органов дыхания;

– наличием средств подъема личного состава подразделений пожарной охраны и пожарной техники на этажи и на кровлю зданий и сооружений;

– установкой единых сигналов об опасности и возможности извещения о них личного состава противопожарных подразделений.

Общая координация работ по тушению пожаров осуществляется силами Главного Управления МЧС по Пермскому краю.

В случае возникновения пожара на проектируемых объектах, тушение пожара и проведение аварийно-спасательных работ осуществляется подразделением добровольной пожарной дружины, созданной в ЦДНГ№1, а так же другими привлеченными силами с учетом особенностей объектов и их расположения.

В соответствии с СП 5.13130.2009линейная часть проектируемых трубопроводов не оборудуется техническими системами пожарной защиты.

Проектом предусмотрено использование молниезащиты.

Линейные обходчики, персонал службы эксплуатации нефтепроводов, обнаружив выход продукта или повышенную загазованность на трассе, должны немедленно сообщить об этом по рации или с ближайшего пункта связи оператору перекачивающей станции, диспетчеру, установить на месте выхода продукта знаки безопасности.

Сооружения и оборудование линейной части (задвижки, краны, вантузы и др.оборудование), а так же их ограждения должны содержаться в исправном состоянии, а трава, кустарники и деревья, в пределах ограждения, систематически убираться.

Производство строительно-монтажных работ при наличии опасных факторов должно осуществляться по наряду-допуску.

К проведению огневых работ разрешается допускать лиц (сварщиков, газорезчиков), прошедших специальную подготовку, имеющих квалификационное удостоверение и талон по технике пожарной безопасности.

Пожарная безопасность на взрыво- и пожароопасных объектах во многом зависит и от того, на сколько хорошо каждый сотрудник предприятия осведомлен о допустимости или запрете тех или иных действий на рабочем месте.

В число знаков безопасности должны входить знаки запрещающие курение, использование открытого огня; предупреждающие знаки о наличии легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

3.6Спецодежда и средства индивидуальной защиты

На работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (СИЗ).

Обеспечение работников бесплатной сертифицированной специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ), правила её учёта, хранения и списания осуществляются в соответствии с:

– Трудовым кодексом РФ (с изменениями);

– межотраслевыми правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты, утверждёнными приказом Минздравсоцразвития РФ от 01.06.2009 г. № 290н;

– типовыми нормами бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, утвержденными приказом Минздравсоцразвития РФ от 09.12.2009 г. № 970н.

Действие правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими СИЗ распространяется на работников всех организаций, независимо от форм их собственности и организационно-правовых форм, профессии и должности которых предусмотрены в Типовых отраслевых нормах бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других СИЗ, утверждаемых приказами Минздравсоцразвития РФ.

Персонал ЛПДС «Лысьва» согласно приказу Минздравсоцразвития РФ от 09.12.2009 № 970н своевременно обеспечивается СИЗ, спецодеждой, спецобувью, хранение которых осуществляется в индивидуальных гардеробных шкафах.

Приобретение и применение СИЗ для работников, обслуживающих сооружения проектируемого участка МН, осуществляется в соответствии с обязательными требованиями ОТТ-13.340.01-КТН-086-11, специальной одежды – в соответствии с ОТТ-13.340.10-КТН-084-13, специальной обуви – в соответствии с ОТТ-13.340.50-КТН-087-11.

Стирка и химчистка спецодежды работников ЛПДС «Лысьва» производится за счёт средств работодателя в установленные сроки на договорной основе в прачечных ближайших населённых пунктов, имеющих специальные отделения (технологические линии) для обработки специальной одежды и производится во время, когда сотрудники не заняты на работе.

Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах (взрывопожароопасных участках производства),должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов.

Прежде всего, средства индивидуальной защиты включают в себя:

- Защитную спецодежду, которая представляет собой специальную униформу, позволяющую при использовании закрыть все тело работника от химических, механических воздействия и негативного влияния повышенных температур;
- Защитные приспособления для органов дыхания(маски, респираторы, противогазы);
- Средства индивидуальной защиты для ног и рук, к которым относится обувь, а также перчатки, напальчники, напульсники, налокотники, нарукавники или рукавицы;
- Средства индивидуальной защиты головы, лица и глаз (очки, маски, шлемы, колпаки, косынки, подшлемники, щитки, каски, наушники, беруши);
- Средства от падения с высоты и прочие предохранительные приспособления, например, монтажные пояса и стропы;
- Средства индивидуальной защиты комплексные и дерматологически защитные.

Цель, с которой используются средства индивидуальной защиты, заключается в максимальном снижении рисков возникновения любых

производственных травм, а также в обеспечении защиты всех важных органов работников предприятия. Выбирая те или иные средства индивидуальной защиты, в первую очередь, необходимо руководствоваться характером выполняемых работ на предприятии.

4.Экологичность проекта

Определяющим критерием экологической безопасности нефтепроводов является их надежность – это один из основных показателей качества любой конструкции (системы), заключающийся в способности выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные свойства в течение требуемого промежутка времени - "жизненного цикла"**.**

4.1. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвенный слой.

В условиях нормальной эксплуатации нефтепровод не оказывает воздействие на почвы.

Основное воздействие осуществляется в период производства работ в полосе земель, отводимых во временное пользование.

В период производства работ возможно механическое разрушение и загрязнение почвенного покрова в процессе:

- передвижения транспорта и строительной техники;
- выполнения земляных работ;
- устройства временных отвалов;
- складирования производственных и бытовых отходов;
- устройства бытовых помещений.

Линейный характер трассы, расположение участка проектирования вдоль существующего коридора коммуникаций, технология и относительная кратковременность выполнения строительных работ минимизируют воздействие в период производства работ.

- Воздействие на земельные ресурсы и геологическую среду выражается в изменении естественного рельефа при выполнении строительных и планировочных работ, увеличении нагрузки на грунты оснований от веса различных сооружений, изменении гидрогеологических характеристик и условий поверхностного стока, возможной интенсификации на территории опасных геологических процессов, в частности водной эрозии и т.п.

Для минимизации воздействия выполнение работ, передвижение транспортной и строительной техники, складирование материалов и отходов осуществляется на специально организуемых площадках.

При производстве работ соблюдается специальный режим по охране земельных и водных ресурсов, предусмотренный для водоохранных зон.

С целью снижения воздействия на поверхность земель в период производства работ проезд строительной техники производится только в пределах полосы отвода земель.

Запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств.

Применяемые строительные материалы должны иметь сертификат качества.

Рекомендуется использование машин и механизмов, имеющих минимально возможное удельное давление ходовой части на грунты и почвы.

- В целях предотвращения загрязнения и деградации земель, потерь плодородия почв, рекомендуется выполнить следующие природоохранные требования:

-вынос в натуру и закрепление границ, отводимых подстроительство площадок, строго в соответствии с проектом, во избежание сверхнормативного изъятия земель;

-контроль границ землеотвода по проекту;

-запрет на передвижение транспортных средств вне установленных транспортных маршрутов;

-исключение сброса и утечек горюче-смазочных материалов и других загрязняющих веществ на рельеф и почвы при строительстве всех объектов;

-гидроизоляцию площадок под всеми объектами, связанными с утечками жидкостных поллютантов.

Осуществляется своевременная уборка мусора, производственных и бытовых отходов; после окончания работ – восстановление и благоустройство территории.

После окончания работ производится планировка полосы отвода земель для сохранения направления естественного поверхностного стока воды.

Основным мероприятием, направленным на восстановление почв и земельных ресурсов, служит их рекультивация после завершения строительных работ.

Назначение рекультивации – восстановление и улучшение почвенного и растительного покрова нарушенных при строительстве земель.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий при прокладке трубопроводов, проведении строительных работ с нарушением почвенного покрова, демонтажных работах.

Убытки и потери сельскохозяйственного производства, причиненные проведением работ с нарушением почвенного покрова и временным занятием земельных участков, возмещаются в порядке, предусмотренном законодательством.

Выбор направления рекультивации нарушенных земель в соответствии с характером дальнейшего использования восстанавливаемых земель.

Плодородный слой почвы снимается и перемещается во временные отвалы для последующего использования в процессе рекультивации.

Рекультивация земель осуществляется в 2 стадии:

1. Техническая рекультивация;
2. Биологическая рекультивация.

4.1.1. Техническая рекультивация

Техническая рекультивация создаёт необходимые условия для дальнейшего использования рекультивируемых земель по целевому назначению.

Технический этап рекультивации включается в общий комплекс работ и выполняется в следующей последовательности:

-снятие плодородного слоя почвы и перемещение его во временный отвал до начала ремонтных работ, при необходимости его транспортировка до места складирования;

-уборка строительного мусора после окончания ремонтных работ;

-грубая планировка поверхности;

-искусственное или естественное уплотнение грунта в траншее;

-возвращение и равномерное распределение снятого плодородного слоя почвы на рекультивируемой поверхности после засыпки траншеи минеральным грунтом;

-окончательная планировка рекультивируемой поверхности для восстановления естественного стока.

Снятие и возвращение плодородного слоя почвы проводится только в теплое время года с положительными температурами (в безморозный период года) осенью или весной, после схода снежного покрова.

В исключительных случаях, по согласованию с землепользователями и организациями, осуществляющими контроль за использованием земель, допускается снятие плодородного слоя почвы в зимний период.

При выполнении работ по снятию плодородного слоя почвы в зимнее время года мерзлый почвенно-растительный слой следует разрабатывать бульдозерами с предварительным рыхлением грунта. Рыхление должно производиться на глубину, не превышающую толщину плодородного слоя почвы. При рыхлении грунта необходимо применять продольно-поворотную технологическую схему.

Для снятия и перемещения плодородного слоя почвы в зимнее время применяются роторные траншейные экскаваторы.

Плодородный слой снять на участке производства работ, за исключением нарушенных земель по берегам реки, которые будут укрепляться каменной наброской.

С площадки временных амбаров накопителей, площадки обслуживания оперативного управления, вдольтрассовых дорог плодородный слой почвы снимается со всей площади.

При снятии, перемещении и хранении плодородного слоя почвы не допускается смешивание его с минеральными породами, загрязнение горюче-смазочными жидкостями и материалами. Запрещается использование плодородного слоя почвы для засыпки траншей.

Траншею следует засыпать с запасом по высоте на величину осадки. Величина запаса для суглинистых грунтов должна быть не менее 20 см.

Во избежание эрозии на склонах с уклоном более 30° производится поперечная обработка почв.

Поверхность с нанесенным плодородным слоем почвы после окончательной планировки не должна иметь замкнутых понижений глубиной более 0,10… 0,15м. Уклон поверхности сохраняется естественный.
Перечисленные работы подлежат конкретизации и дополнению в проекте производства работ, разрабатываемом строительной организацией.

Работы по технической рекультивации выполняются силами подрядной организации. Сроки проведения технического этапа рекультивации определяется органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ.

4.1.2 Биологическая рекультивация

- Биологический этап должен осуществляться после полного завершения технического этапа и заключается в подготовке почвы, внесении удобрений, подборе травосмесей, посеве и уходе за посевами.
- Биологический этап направлен на закрепление поверхностного слоя почвы корневой системой растений, создание сомкнутого травостоя и предотвращение развития водной и ветровой эрозии почв на нарушенных землях.
- Технология проведения биологической рекультивации должна предусматривать следующие основные виды работ:

  -внесение удобрений;
  -предпосевная обработка почвы;
  -посев трав (травосмеси);
  -проведение комплекса агротехнических мероприятий, мелиоративных мероприятий.
- На рекультивируемой территории предусматривается внесение органических удобрений и минеральных удобрений. Дозы удобрений приняты следующие (для лесостепной зоны): органические удобрения -25 т/га ; минеральные удобрения - 55 кг/га.
- Подготовка участка к посеву сводится к тщательной обработке почвы. При возможности обрабатывают ее по типу полупара, чтобы вызвать массовое прорастание сорняков с тем, чтобы уничтожить их при последующих обработках. После планировки нарушенных земель на участках проводят, по мере необходимости, боронование, дискование, культивацию, прикатывание и посев.

  Посев многолетних трав в данном регионе – преимущественно зернотравяной сеялкой рядовым способом.
- Рекомендуемый ассортимент видов растений:

Травосмеси: овсяница луговая, тимофеевка луговая, клевер красный, тимофеевка луговая, овсяница луговая, костер безостый, клевер красный, ежа сборная, овсяница луговая, клевер красный, регнерия волокнистая, люцерна синегибридная или донник белый; тимофеевка луговая, лисохвост луговой, люцерна синегибридная; костер безостый, пырей сизый, люцерна

синегибридная; костер безостый, пырей бескорневищный, эспарцет песчаный.

- Виды удобрений и трав могут уточняться землепользователями.
- Биологическая рекультивация выполняется подрядной организацией согласно технических условий территориальных органов по землеустройству в сроки и в объёмах, указанных в договоре с Землепользователем на предоставление земель в краткосрочную аренду.
- Нарушенная территория и прилегающие к ней участки после завершения всего комплекса рекультивации будут представлять собой правильный, рациональный, оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт с восстановленным балансом взаимодействия компонентов экосистемы.

Восстановление плодородного слоя почвы производится бульдозерами, работающими поперечными косыми ходами, перемещая и разравнивая плодородный слой почвы.

4.2 Оценка воздействия объекта на атмосферный воздух

В период эксплуатации проектируемого объекта загрязнение окружающей природной среды нефтью не происходит, так как нефтепровод представляет собой герметичную систему, заглубленную в грунт.

Воздействие на атмосферный воздух в период производства работ следует отнести к временному воздействию, оно будет ограничено сроками производства работ

К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, заполнении топливных баков, при работе битумно-плавильного котла и при доставке строительных материалов.

Источниками выбросов в воздушный бассейн являются:

– Работа автотранспорта (Внутренний проезд);
– Работа строительной техники на территории;
– Работа погрукзочных материалов;
– Земляные работы;
– Заправка строительной техники;
– Работы по демонтажу МН (резка металла);
– Работы по монтажу МН (сварка);
– Работы по монтажу МН(шлифовка);
– Работа электростанции.

С целью защиты атмосферного воздуха в период производства строительно-монтажных работ предусмотрены следующие мероприятия:

- контроль за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах ДВС автостроительной техники и автотранспорта, задействованных в строительстве;
- использование автостроительной техники и автотранспорта с отрегулированными двигателями внутреннего сгорания;

- запрещение сжигания на территории строительной площадки и за ее пределами отслуживших свой срок автопокрышек, камер и других, резинотехнических изделий, а также сгораемых отходов типа рубероида, изоляции кабелей, деревянной опалубки и т.д.;
- соблюдение правил противопожарной безопасности при выполнении всех работ.

Рекомендуется контроль выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на границе площадки производства работ.

Необходимость в разработке специальных мероприятий по охране атмосферного воздуха отсутствует; воздействие на условия проживания населения исключается ввиду небольших и временных величин выбросов в атмосферу.

4.3 Оценка воздействия на водные ресурсы в период эксплуатации

В период нормальной эксплуатации нефтепроводы никакого вредного воздействия на поверхностные и подземные воды не оказывают, поскольку конструктивно представляют собой герметичную систему, заглубленную в грунт. Воздействие на водные ресурсы в период производства работ осуществляется в процессе:

- производства земляных работ;
- складирования производственных и бытовых отходов;
- эксплуатации автотранспорта и строительно-монтажной техники;
- нарушения поверхностного стока при передвижении строительной техники в зоне производства работ.

Для проживания работающих на период проведения строительных работ, проектом приняты решения по водоснабжению и водотведению.

Обеспечение водой для хозяйственно-питьевых нужд производится привозной водой-подвозкой автоцистернами на договорной основе.

До ввода в эксплуатацию трубопровод должен быть подвергнут испытанию на прочность и проверке на герметичность.

До проведения промывки и гидроиспытаний полость трубопровода должна быть очищена от окалины и грата, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопровода воды, различных предметов.

Вода, использующаяся при промывке, сливается в специально подготовленные резервуары-отстойники.

В целях охраны поверхностных вод пересекаемых водотоков необходимо строгое соблюдение режима водоохранных зон и прибрежных защитных полос.

Для предотвращения воздействия на поверхностные и подземные воды выполнение ремонтных работ, передвижение транспортной и строительной техники, складирование материалов и отходов осуществляется на специально организуемых площадках.

Производственная площадка оборудуется биотуалетом.

Проектом предусмотрены мероприятия по снижению воздействия на водную среду:

-соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне магистральных трубопроводов;

-планировка строительной полосы после окончания работ для сохранения естественного стока поверхностных и талых вод;

-оборудование рабочих мест и бытовых помещений контейнерами для бытовых и строительных отходов для предотвращения загрязнения поверхности земли;

-своевременный вывоз отходов и мусора на санкционированную свалку или полигон;

-запрет мойки машин и механизмов на строительной площадке;эксплуатация машин и механизмов в исправном состоянии;

-ответственность за выполнение мероприятий, связанных с защитой поверхностных и подземных вод от загрязнения.

В соответствии с водным законодательством в водоохранных зонах водных объектов осуществляется специальный режим хозяйственной и иной деятельности в целях предотвращения загрязнения, засорения, заиления водных объектов, а также сохранения среды обитания водных биологических ресурсов и других объектов животного и растительного мира.

На территории прибрежных защитных полос вводятся дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

В границах водоохранных зон запрещается:

-использование сточных вод для удобрения почв;

-размещение кладбищ, скотомогильников, мест захоронения отходов производства и потребления, радиоактивных, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ;

-осуществление авиационных мер по борьбе с вредителями и болезнями растений;

-движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств), за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие;

-сливать вытесненную из трубопровода воду в реку и на открытый грунт, без предварительной очистки.

В границах прибрежных защитных полос наряду с установленными в водоохранных зонах ограничениями запрещается:

-распашка земель;

-размещение отвалов размываемых грунтов;

-выпас сельскохозяйственных животных и организация для них летних лагерей, ванн.

Соблюдение технологии производства работ и природоохранных требований позволит минимизировать воздействие на водные ресурсы.

4.4 Расчет образования производственных и бытовых отходов

В процессе намечаемых работ отходы образуются в результате демонтажа выводимых из эксплуатации участков нефтепроводов, а также вследствие трудно устранимых потерь материалов, применяемых при производстве работ. В результате общехозяйственной деятельности строительного персонала образуются бытовые отходы.

Материалы, которые поступают на производство в готовом виде, трудно устранимых потерь и отходов не дают.

Демонтированное оборудование является собственностью Заказчика.

Право собственности на отходы строительства принадлежат Подрядчику.

До начала производства работ подрядная организация самостоятельно заключает договор на утилизацию, обезвреживание, захоронение образующихся при производстве работ отходы в специализированную организацию, имеющую соответственную лицензию.

При заключении договора на выполнение данных работ с Подрядной организацией необходимо включить отдельными пунктами условие оплаты всех природоохранных платежей подрядчиком, а так же передачу подрядчику права собственности на все отходы, образующиеся в период проведения работ по капитальному ремонту.

Подрядная организация производит оплату за размещение всех отходов, образующихся от ремонта.

Воздействие отходов, образующихся при производстве работ, на окружающую среду может проявиться только при несоблюдении правил их хранения.

Автотранспорт и спецтехника находятся на балансе строительной организации, все работы по техобслуживанию (замена автомобильных фильтров, тормозных колодок отработанных, кислотного электролита в аккумуляторах, замена покрышек отработанных, замена кислотных аккумуляторов, замена автомобильных масел и т.д.) будут проводиться в автосервисе по договору, заключённому между автосервисом и строительной организацией.

Компрессорное оборудование находится на балансе строительной организации, которая будет осуществлять плановую замену отработанных масел в оборудовании.

Производственный контроль за качеством атмосферного воздуха в местах временного накопления отходов производится службами охраны природы предприятия и РОСПОТРЕБНАДЗОРом. Концентрации загрязняющих веществ в местах временного накопления отходов не должны превышать 0,3 ПДКр.з.

В соответствии «Федеральным классификационным каталогом отходов» отходы строительства относятся к 4 – малоопасные - и 5 – практически неопасные - классам опасности, т.е. являются веществами малоопасными по

ГОСТ 12.1.007-76. Все образующиеся в период производства работ отходы могут быть отнесены к 4 классу опасности.

Проектом предусмотрены меры по исключению захламления зоны производства работ:

-оборудование на строительной площадке места со специальными контейнерами для сбора мусора;

-оснащение ремонтной бригады мусоросборниками для сбора отходов и мусора;

-своевременный сбор и вывоз отходов и мусора;

-чистка территории после окончания производства работ от мусора и отходов, образующихся в период производства работ.

Временное хранение и утилизация отходов проводится в соответствии с требованиями Закона РФ «Об отходах производства и потребления», действующих экологических, санитарных правил и норм по обращению с отходами.

Осуществляется производственный контроль в области обращения с отходами, по соблюдению требований законодательства Российской Федерации в области обращения с отходами производства и потребления, техники безопасности при обращении с опасными отходами.

Необходимо обеспечить систематический контроль за сбором, сортировкой и своевременной утилизацией отходов.

Отходы производства и потребления подлежат сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и захоронению, условия и способы в которых должны быть безопасными для здоровья населения и среды обитания и осуществляться в соответствии с санитарными правилами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При строительстве и эксплуатации производственных объектов ОАО «АК «Транснефть» образуются отходы, размещаемые в основном на площадках временного хранения.

Требования к площадкам временного хранения устанавливаются экологическими, санитарными, противопожарными и другими нормами и правилами, а также ведомственными актами МПР России, Минздрава России, Ростехнадзора России и некоторых других министерств и ведомств. В соответствии с этими требованиями место и способ хранения отхода должны гарантировать следующее:

-отсутствие или минимизацию влияния размещаемого отхода на окружающую природную среду;

-недопустимость риска возникновения опасности для здоровья людей в результате локального влияния токсичных отходов;

-недоступность хранимых высокотоксичных отходов для посторонних лиц;

-предотвращение потери отходом свойств вторичного сырья в результате неправильного сбора и хранения;

-сведение к минимуму риска возгорания отходов;
-недопущение замусоривания территории;
-удобство проведения инвентаризации отходов и осуществления контроля за обращением с отходами;
-удобство вывоза отходов.

Транспортирование опасных отходов должно осуществляться при следующих условиях:

- наличие паспорта опасных отходов;
- наличие специально оборудованных и снабженных специальными знаками транспортных средств;
- соблюдение требований безопасности к транспортированию опасных отходов на транспортных средствах;
- наличие документации для транспортирования и передачи опасных отходов с указанием количества транспортируемых опасных отходов, цели и места назначения их транспортирования.

Порядок транспортирования опасных отходов на транспортных средствах, требования к погрузочно-разгрузочным работам, упаковке, маркировке опасных отходов и требования к обеспечению экологической и пожарной безопасности определяются государственными стандартами, правилами и нормативами, разработанными и утвержденными федеральными органами исполнительной власти в области обращения с отходами в соответствии со своей компетенцией.

Образующиеся отходы складируются на организованные Подрядчиком площадки временного хранения, обустроенные в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления», с последующей передачей на утилизацию или захоронение специализированным организациям, имеющим лицензии на данный вид деятельности.

Складирование промышленных отходов следует осуществлять на площадках, исключающих загрязнение окружающей среды с соблюдением противопожарных норм и правил. Место и способ хранения отхода должны гарантировать следующее:

-отсутствие влияния размещаемого отхода на окружающую среду;
-предотвращение потери отходом свойств вторичного сырья врезультате неправильного сбора и хранения;
-недопущение замусоривания территории;
-удобство вывоза отходов.

Обращение с каждым видом отходов производства и потребления зависит от их происхождения, агрегатного состояния, физико-химических свойств субстрата, количественного соотношения компонентов и степени опасности для здоровья населения и среды обитания человека.

Отходы строительства должны максимально направляться на вторичное использование и переработку для дальнейшего использования,

при условии обязательного и санитарно-гигиенического контроля отходов и их продуктов их переработки, а также наличия в районе строительства соответствующих перерабатывающих мощностей.

Перед передачей отхода другим предприятиям следует выявить возможность утилизации и дальнейшего использования различных веществ и материалов на собственные нужды или в других отраслях промышленности.

Остатки и огарки стальных сварочных электродов должны собираться после каждой рабочей смены и храниться в контейнерах, шлак сварочный должен собираться и храниться в металлических контейнерах с плотной крышкой и маркировкой.

Отходы металлического лома накапливаются на площадке с твердым покрытием. Металлическая стружка собирается в металлические контейнеры с крышкой.

Мусор строительный и отходы старой изоляции должны храниться на площадке с твердым покрытием.

Обтирочный материал, загрязненный маслами (ветошь обтирочная замасленная), должен храниться в металлическом контейнере с плотной крышкой и маркировкой.

Для сбора мусора от бытовых помещений несортированного (твердых бытовых отходов) следует применять металлические контейнеры с крышкой.

Подрядчик перед началом производства работ обязан оборудовать рабочие места и участок производства работ инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов, которые устанавливаются на специально выделенной территории строительства площадке с твердым покрытием (необходимо предусмотреть ветровую защиту.

На площадке ремонтных работ производится селективный сбор отходов производства и потребления, а также временное хранение отходов, определяемое их реакционной способностью и токсичностью. Необходимо обеспечить своевременный вывоз ТБО. Не допускается поступление в контейнеры для ТБО отходов, не разрешенных к приему на полигоны ТБО, использование ТБО на подсыпку дорог, стройплощадок, сжигание ТБО на промплощадках, в особенности, около мест постоянного пребывания обслуживающего персонала или вблизи жилой зоны. Не происходит длительного накопления отходов, т.к. их вывоз осуществляется параллельно графику производства работ.

4.5Воздействие объекта на растительный и животный мир

Место проведения работ по устранению дефектов расположено в охранной зоне нефтепровода. Воздействие предусмотренных настоящим проектом ремонтных работ не затрагивает естественные ландшафты. На участке строительства земли особо охраняемых природных территорий отсутствуют.

Ценных флористических и растительных участков на территории производства работ не отмечено. Также не отмечены эндемичные, редкие или занесенные в Красную книгу виды фауны.

В период строительства нефтепровода основным фактором влияния будет уничтожение и повреждение растительности механическим воздействием: строительством линейных сооружений, вытаптыванием.

На месте уничтоженной полностью степной растительности на обнаженном грунте, покрывающем трубопровод, в первый же сезон появляются однолетние виды сорняков: лебеда, дурнишник, сурепка, циклахена и др. Уже через один-два года происходит заселение почвы многолетними видами разнотравья, прежде всего полынями. Под их покровом на смену однолетним приходят различные виды злаков: пырей, мятлик и др.

Заболоченные участки, на которых проведена выемка грунта, на последующий год после нарушения начинают зарастать тростником и осоками. Болотная растительность восстанавливается быстрее, чем степная – за 3-4 года. Это объясняется наличием в почве корневищ и семян болотных растений, которые возобновляются быстро, давая побеги от корневищ.

В результате техногенного воздействия на растительность произойдут следующие нарушения:

-уничтожение растительного покрова

нарушения природного биоразнообразия, исчезнут некоторые виды растений, неспособных жить на нарушенных землях;

-потери природных ресурсов: пастбищ, как источника корма для скота, медоносных (донник и др.) и лекарственных растений (подорожник, тысячелистник, цикорий, чабрец, пижма обыкновенная и др.).

Во время эксплуатации нефтепроводы отрицательного воздействия на животный мир практически не оказывают.

В период ремонта воздействие на животный мир антропогенно измененных угодий будет оказано кратковременное, в основном обусловленное фактором беспокойства. Особенности биологии и поведения представителей животного мира и малой плотности распространения помогут избежать гибели при производстве ремонтных работ. Световое и шумовое воздействие отпугнут большинство животных с территории проведения ремонтных работ.

В период строительства участка нефтепровода возможен большой доступ к охоте и ловле животных, повышение прямой смертности (столкновение животных с транспортными средствами, бессмысленное их истребление работниками монтажных организаций). Одним из последствий воздействия на животный мир может быть нарушение органов чувств и восприятия у животных, обусловленные присутствием людей, шумом, освещением.

Большая часть негативных воздействий на животный мир может быть смягчена при безаварийном строительстве и эксплуатации нефтепровода при условии выполнения необходимых природоохранных мероприятий не предвидится значительного воздействия на животных.

Для уменьшения негативного воздействия трассы и сохранения оптимальных условий существования животных в характерных биотопах должны быть предусмотрены ряд биотехнических и организационных мероприятий:

-организацию группой специалистов контроля за выполнением природоохранных мероприятий с момента начала строительства нефтепровода;

-организацию на прилежащих к району строительства территориях особых зон покоя, выделения защитных участков территорий и акваторий, имеющих местное значение, но необходимых для размножения, сохранения путей миграций животных;

-компенсация негативного влияния строительства на местообитание птиц (выделение средств на проведение мероприятий, направленных на сохранение исчезающих видов - искусственные гнездовья, подкормка и пр.);

-при эксплуатации трассы избегать использования сильных источников света, привлекающих и губящих насекомых;

интервал между землеройными работами и укладкой нефтепровода должен быть минимальным.

4.6 Организация экологического контроля при строительстве и эксплуатации объекта

Проектом предусматривается замена участка МН, существующего магистрального нефтепровода МН «Сургут-Полоцк»» Ду-1200 мм; экологический контроль осуществляется в соответствии ОР-06.00-74.20.55-КТН-001-1-01 «Регламент о порядке организации эколого-аналитического контроля за состоянием окружающей среды на промышленных объектах ОАО «АК «Транснефть».

Мониторинг окружающей среды проводится эксплуатационными службами, предназначенными для выполнения этих функций, с привлечением (при необходимости) специализированных сторонних организаций.

Экологический контроль охватывает состояние подземных и поверхностных водных объектов, атмосферного воздуха, почв в зоне возможного неблагоприятного влияния техногенного загрязнения нефтепродуктами, а также для качественной оценки проектных мероприятий по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения углеводородами.

Для оценки загрязнения предполагается отбор проб поверхностных вод.

При проведении эколого-аналитического контроля атмосферного воздуха оцениваются:

-количественный и качественный состав выбросов от стационарных и передвижных источников загрязнения;

-соблюдение нормативов ПДВ и ВСВ;

-качество атмосферного воздуха в санитарно-защитных зонах.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух проводится расчетными и химико-аналитическими методами. При превышении установленных нормативов выбросов для контролируемого источника выясняются причины и разрабатываются рекомендации структурным подразделениям по устранению сверхнормативного выброса.

При проведении эколого-аналитического контроля земельных ресурсов и недр оцениваются:

-уровень загрязнения почв и почво-грунтов на территориях, на которых расположены потенциально опасные объекты (резервуарные парки, автобазы, бензоколонки, технологические емкости);

-качество подземных вод в наблюдательных скважинах.

Оценка уровня загрязнения почв и подземных вод осуществляется на основании результатов, полученных с помощью химико-аналитических методов и методов биотестирования. В случае обнаружения высоких уровней загрязнения или токсичности почв разрабатываются мероприятия по их рекультивации. При обнаружении токсичности подземных вод проводятся углубленные химико-аналитические исследования по установлению причин токсичности и принимаются меры по предотвращению загрязнения подземных вод.

При проведении эколого-аналитического контроля за обращением с отходами производства и потребления оцениваются:

-уровень загрязнения почв, атмосферного воздуха и грунтовых вод в местах размещения отходов, например, в местах размещения площадок складирования замазученных грунтов;

-класс опасности отходов.

При контроле за уровнем загрязнения почв и грунтовых вод, а также при определении класса опасности отходов наряду с химико-аналитическими методами используются утвержденные методы биотестирования. При этом, при определении класса опасности отходов результаты биотестирования имеют приоритетное значение. Лаборатория (лабораторная служба) должна быть аккредитована (если она входит в состав предприятия) на данный вид работ.

В период эксплуатации мониторинг осуществляется эксплуатационными службами предприятия, в период производства работ - подрядной организацией.

4.7 Организация экологического контроля при возникновении аварийной ситуации

Подготовка к работе в условиях возможного возникновения аварийной ситуации проводится в период повседневной работы лабораторной службы. С учетом специфики производственных объектов и номенклатуры контролируемых показателей, в первую очередь, нефтепродуктов, составляющих их химических веществ и продуктов их горения должен быть обеспечен табель оснащения для работы в условиях ЧС.

В табель кроме дополнительного лабораторного оборудования должны быть включены экспресс-анализаторы, тест-системы, транспортные средства, средства связи, индивидуальные средства защиты и прогнозные модели возможного изменения экологической ситуации при различном развитии событий.

Знание возможных сценариев развития событий позволяет принять наиболее верное решение после их начала. Это касается наиболее правильного выбора мест наблюдения, номенклатуры контролируемых (наблюдаемых) показателей и т.п. Наиболее употребительные методические и программные средства для оценки экологической опасности промышленных объектов и последствий их разрушения:

Методика прогнозирования масштабов заражения сильнодействующими ядовитыми веществами при авариях (разрушениях) на химически опасных объектах и транспорте. РД 52.04.253-90.

Методика предназначена для заблаговременного и оперативного прогнозирования масштабов заражения на случай выбросов сильнодействующих ядовитых веществ в окружающую среду при авариях и разрушениях. Кроме того, методика рекомендуется для анализа причин экстремально высоких уровней загрязнения природных экосистем.

Анализ потенциальной опасности объектов экономики при авариях и природных чрезвычайных ситуациях предполагает проведение процедуры оценки риска, которая включает в себя получение численных значений вероятности событий, построение детальных сценариев развития чрезвычайных ситуаций и оценку на этой основе возможных последствий. Процедура оценки риска затруднена необходимостью проведения большого количества сложных расчетов и отсутствием достоверных исходных данных. В этой связи возникает потребность иметь расчетные соотношения, позволяющие оперативно проводить оценку потенциальной опасности объектов при чрезвычайных ситуациях.

При возникновении чрезвычайной ситуации (взрыв, пожар, пролив больших количеств нефтепродуктов и т.п.) в ее район направляется оперативная группа (состав не менее 2-х человек), сформированная на базе лабораторной службы предприятия (объекта), которая самостоятельно или совместно с другими службами наблюдения и контроля, входящими в состав Российской системы мониторинга и прогнозирования чрезвычайных ситуаций, оценивает обстановку, степень и масштабы загрязнения, необходимые для прогноза и правильной организации действий.

Перед выездом на место аварии уточняются направление и скорость ветра, перечень возможных загрязняющих веществ. Наблюдения начинаются навстречу ветра по направлению к месту аварии.

Личный состав должен быть обеспечен индивидуальными средствами защиты органов дыхания и кожных покровов, при необходимости иметь при себе индивидуальные дозиметры.

Контроль может быть дискретным или непрерывным и использовать любые методы, позволяющие адекватно оценивать обстановку. Необходимо определять уровни загрязнений и их распространенность (границы), контролировать динамику, учитывать миграцию веществ. При этом необходимо соблюдать основное требование - как можно более быстрое получение информации.

Лабораторная служба должна быть оснащена соответствующими техническими средствами обнаружения и определения загрязняющих веществ и продуктов их трансформации. В оптимальном варианте это автономные подвижные средства - передвижные лаборатории, имеющие преимущество в оперативности получения информации и скорости ее обновления ввиду близости к месту аварии.

Выбор пробоотборной и химико-аналитической аппаратуры и комплектация переносных и подвижных лабораторий определяется предполагаемым перечнем загрязняющих веществ для объекта.

Основными требованиями к методам контроля и аппаратуре являются:

-экспрессность определения загрязняющих веществ в режиме реального времени или, по крайней мере, в течение нескольких минут - получаса;

-широкий динамический диапазон измеряемых концентраций веществ от предельно-допустимых до максимально переносимых концентраций;

-высокая селективность анализа наиболее аварийно опасных веществ.

При обнаружении в воздухе, воде, почве концентраций химических веществ (уровней радиации), превышающих предельно допустимые уровни:

-для атмосферного воздуха - в 20 и более раз;

-для поверхностных вод суши и морских вод для веществ 1 и 2 классов опасности - в 5 и более раз, для 3 и 4 класса опасности - более 50 раз;

-для почв - более 50 раз;

-для радиоактивного загрязнения мощность экспозиционной дозы гамма-излучения превысила 60 мкр/час .

Информация передается в вышестоящую организацию по подчиненности и одновременно в соответствующие территориальные органы по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям и природоохранные органы (ГОСТ Р 22.007-95).

При обнаружении повышенных уровней загрязнения атмосферного воздуха и воды (уровни приведены выше) наблюдения проводят 4 раза в сутки (9.00, 15.00, 21.00 и 3.00 ч.).

Время и количество замеров могут изменяться приказом.

Для уточнения перечня загрязняющих веществ, сброшенных (выброшенных) в результате аварии и образовавшихся в результате горения,

проводится лабораторный контроль, при котором производится идентификация загрязняющих веществ и количественный химический анализ отобранных проб.

Отбор проб проводится в зоне загрязнения. Количество проб (воздуха, воды, почвы) определяется в каждом случае отдельно. В результате лабораторного контроля должна быть четко определена зона загрязнения (до фонового уровня) и однозначно установлен перечень загрязняющих веществ.

Отбор проб объектов окружающей среды осуществляется по соответствующим нормативным документам и сопровождается заполнением актов отбора проб.

Данные измерений на месте аварий и лабораторных исследований заносятся в журналы химического и радиационного (при необходимости) наблюдения и докладываются руководителю объекта, который сразу докладывает результаты наблюдения вышестоящему руководителю, территориальному органу управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям и территориальному природоохранному органу.

Почвы являются основной депонирующей средой, в которой аккумулируются и длительное время сохраняются опасные химические вещества. Как правило, наблюдается миграция химических веществ по профилю почвы в более глубокие горизонты с дальнейшим накоплением как химических веществ, так и продуктов их трансформации в растениях.

Число проб почвы, глубина шурфов, периодичность наблюдения в данном случае определяется свойствами химического вещества, характеристикой почв и ландшафтными особенностями территории.

Площадь загрязнения в зимний период может быть оценена по содержанию загрязняющих веществ в снеговом или ледяном покровах.

Значительная часть загрязняющих веществ рано или поздно попадает в водоисточники. Как правило, наиболее вероятно загрязнение непроточных небольших водоемов (пруды, озера, колодцы) и рек.

Учитывая высокую опасность химического загрязнения воды, контроль качества воды необходимо проводить периодически (регламент устанавливается в зависимости от масштаба аварии и сложившейся обстановки) до получения достоверных данных об отсутствии химического загрязнения.

Результаты контроля являются основой для принятия решений по разработке мероприятий, снижающих последствия аварийной ситуации и определяющих экономически и экологически обоснованное вложение средств.

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 магистрального нефтепровода «Сургут-Полоцк» с заменой участка трубы на 1096,87-1115,40 км.

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;

- произведен анализ опасных и вредных производственных факторов, возникающих при сооружении объекта,

-рассмотрены технические мероприятия, направленные на обеспечение безопасной жизнедеятельности и ликвидации возможных чрезвычайных ситуаций;

Были рассмотрены способы прокладки нефтепровода через естественные и искусственные преграды. На основании нормативной документации, инженерно-геологических изысканий, опыта прошлых лет, а также пожеланий заказчика были выбраны методы, которые удовлетворяют требованиям экологической безопасности.

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 нефтепровода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ВСН 004-88. Строительство магистральных нефтепроводов. Технология и организация / Миннефтегазстрой. – М.: ВНИИСТ, 1989. – 69 с.
2. СНиП 23-01-99. Строительная климатология.
3. СНиП 3.01.01-85. Организация строительного производства.
4. ВСН 51-3-85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов.
5. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты.
6. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства.
7. ВСН-004-88. Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.
8. ГОСТ 9.602.2005. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
9. ГОСТ 20522-2012. Грунты. Методы статистической обработки результатов.

10. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация.
11. СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений.
12. СНиП III-42-80. Магистральные трубопроводы.
13. СНиП II-7-81. Строительство в сейсмических районах
14. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
15. ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов.
16. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание.
17. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.
18. СНиП III-4-80. Строительные нормы и правила. Техника безопасности в строительстве.
19. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
20. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
21. СП 5.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.
22. ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний
23. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов.
24. ГОСТ 12.1.040-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
25. РД 39-132-94 Правила охраны магистральных трубопроводов.
26. РД-93.010.00-КТН-011-15.Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительно-монтажные работы, выполняемые на линейной части магистральных трубопроводов
27. СП-34-112-97 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Комплексная технология и организация.
28. СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1.
29. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2.
30. ГОСТ 9.402-2004. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию.
31. СП 45.13330.2012. Земляные сооружения. Основания и фундаменты.

32. СНиП 12-01-2004. Организация строительства.
33. РД 08-200-98. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
34. СНиП 3.01.04-87. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов.
35. Беляева В.Я., Михайличенко А.М., Бараз А.Н. и др. «Нефтегазовое строительство», Под общей редакцией проф .Мазура И.И. и проф .Шапиро В.Д. -Издательство Омега-Л, 2005. - 774 с.
36. Коршак А.А., Нечваль А.М. «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов», СПб.: Недра, 2008. — 488 с.
37. Богданов Е.А. «Основы технической диагностики нефтегазового оборудования», М. Высшая школа, 2006 - 279 с.
38. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г. и др. «Капитальный ремонт подземных нефтепроводов», - М. : 000 "Недра-Бизнеспентр", 1999. - 525 с.
39. «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности», изд. «Недра», 1987 г. и ГОСТ 12.1.004-091;
40. «Типовая инструкция ведения сварочных и других работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности», утв. МНП 30.10.97 г.

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение А –Ситуационный план нефтепровода «Сургут-Полоцк»
Приложение Б – Продольный профиль нефтепровода и трассы
Приложение В – Строительная полоса
Приложение Г – футляр

РЕФЕРАТ

Пояснительная записка выпускной квалификационной работы представлена в объеме 131 страница, содержащая 16 таблиц, 1 рисунка, список литературных источников из 40 наименований. Приложения представлены на 3 листах формат А2 и 3 листа формата А1.

Нефть, магистральный нефтепровод, строительство, план, профиль, переход, безопасность, экологичность.

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос замены участка на 1096,87-1115,40 км. магистрального нефтепровода «Сургут-Полоцк», диаметром 1200 мм, общей протяженностью 18928 м, взамен существующего.

Длительная эксплуатация трубопровода привела к его неудовлетворительному техническому состоянию, что было выявлено по результатам проведения диагностики.

Описана инженерно-геологическая, гидрогеологическая, метеорологическая и климатическая характеристика участка работ.

В работе определены состав и характеристика проектируемых сооружений, уровень ответственности данного участка нефтепровода.

Произведены следующие расчеты: определение толщины стенки, проверка трубопровода на прочность и против всплытия. Решены вопросы по прокладке нефтепровода, защите его от коррозии, очистке и испытании на прочность и герметичность, а также о выводе из эксплуатации и демонтаже старого заменяемого участка.

Детально рассмотрены способы производства работ по сооружению переходов нефтепровода через естественные и искусственные преграды.

В проекте также представлены основные возможные вредные факторы для здоровья и жизни рабочих и окружающей среды, мероприятия по их сокращению в соответствии с действующими нормами, стандартами и правилами безопасности.

Кроме того, в выпускной квалификационной работе рассмотрена охрана труда, воздействие объекта на экологию и мероприятия по предотвращению экологической угрозы.