

ОБЩЕСТВО С ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«СТРОЙКОМПЛЕКСТЕХНИКА»

Сертификат СТБ ISO 9001-2015 №ВУ/112 05/01/091 05761

Аттестат соответствия №0001360-ГП и №0002916-ПР

Министерства архитектуры и строительства



Заказчик: Унитарное предприятие «Запад-Транснефтепродукт»

Договор: 5334/19

Объект: «МНПП 346-420, 426-474км. «Стальной Конь - Запад» уч. 42. (инв. 09001/1). КПП СОД на 401 км. Реконструкция»

СТРОИТЕЛЬНЫЙ ПРОЕКТ

Том 1

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

5334-19-ПЗ

Директор:**Т.Е. Левченко****Главный инженер проекта:****В.А. Прудников**

Гомель, 2021

Строительный проект разработан в соответствии с заданием на проектирование, техническим регламентом «Здания и сооружения, строительные материалы и изделия. Безопасность», актами законодательства Республики Беларусь, межведомственными и национальными ТНПА, с соблюдением технических условий.

Настоящая техническая документация является объектом авторского права. Несанкционированное копирование считается противоправным и преследуется по закону Республики Беларусь «Об авторском праве и смежных правах» от 16.05.1996 г. и статьи 201 УК РБ, 167-9 КоАПРБ.

Главный инженер проекта



В.А. Прудников

Взам. инв. №										
	Подпись и дата									
Инв. № подл.							5334-19-ПЗ.0ПЗ			
	Изм.	Колич.	Лист	№	Подпись	Дата				
	Утв.		Прудников			09.21	Заверение проектной организации	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.		Левченко			09.21		С	1	4
	Проверил		Коршак			09.21		ОДО «Стройкомплекттехника»		
Разраб.		Жамойть			09.21					

5	АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ	40
6	ИНЖЕНЕРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СЕТИ И СИСТЕМЫ	42
6.1	Линейная часть магистрального трубопровода	42
6.1.1	Общая часть	42
6.1.2	Существующее положение	42
6.1.3	Основные проектные решения	43
6.1.4	Классификация	44
6.1.5	Технологическая схема производства работ	45
6.1.6	Конструктивная характеристика	47
6.1.7	Общие положения при производстве работ	49
6.1.8	Защита коммуникаций ОАО «Гомельтранснефть Дружба»	58
6.1.9	Противопожарные мероприятия по разделу «Линейная часть магистрального трубопровода»	58
6.2	Электрохимическая защита	60
6.2.1	Катодная защита	60
6.2.2	Расстановка КИП	62
6.2.3	Катодная поляризация трубопровода	62
6.3	Электрооборудование силовое	65
6.3.1	Общая часть	65
6.3.2	Характеристика источников электроснабжения	65
6.3.3	Питание электроприемников	66
6.3.4	Наружное освещение	67
6.3.5	Охранное освещение периметра	67
6.4	Молниезащита и заземление	69
6.4.1	Общая часть	69
6.4.2	Защитное заземление (зануление) и молниезащита	69
6.5	Автоматизация технологических решений	71
6.5.1	Телемеханизация	71
6.5.2	Состав оборудования нижнего уровня	72
6.6	Наружные сети канализации	74
6.7	Инженерно-технические средства охраны	78
6.8	Противопожарные мероприятия по разделу «Инженерное оборудование, сети и системы»	80
7.	СМЕТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	81
8.	ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	82
9.	ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ	83
10.	ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	84
10.1.	Общая часть	84
10.2.	Охрана окружающей среды от загрязнения отходами производства	85
10.3.	Мероприятия по обеспечению нормативного состояния окружающей среды и экологической безопасности	86
10.4.	Контроль за обращением с отходами производства	87
10.5.	Рекультивация земель	88
10.	ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	90

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

11. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ.....91

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №				5334-19-ПЗ.0ПЗ	Лист
			Изм.	Коллич	Лист		

1 ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1.1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Строительный проект по объекту: «МНПП 346-420, 426-474км. «Стальной Конь - Запад» уч. 42. (инв. 09001/1). КПП СОД на 401 км. Реконструкция» разработан на основании задания на проектирование **ТЗ-ОТСУТСТВУЕТ.**

Основанием для проектирования является программа ТПиР 2021 г. Код объекта 58-ТПР-020768.

В соответствии с ТКП 45-1.01-4-2005 и Законом РБ «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в республике Беларусь» совокупность работ, предусмотренных проектом, относится к реконструкции.

Согласно п.5.4.3 СН 3.02.07-2020 «Объекты строительства. Классификация» реконструируемый участок магистрального нефтепродуктопровода (далее – МНПП) диаметром 530 мм, как потенциально опасный объект (согласно Закона №325 от 05.01.2016г. «О промышленной безопасности») относится к четвертому классу сложности (К-4).

По своему функциональному назначению объект реконструкции относится к земельным участкам для размещения сооружения специализированного трубопроводного транспорта (код – 3 06 04 по единой классификации назначения объектов недвижимого имущества, утвержденной Постановлением Комитета по земельным ресурсам, геодезии и картографии при СМ РБ от 05.07.2004г. №33).

Источник финансирования объекта – собственные средства Унитарного производственного предприятия «Запад-Транснефтепродукт».

Генподрядная строительная организация определяется на конкурсной основе, должна быть оснащена специализированной техникой и специалистами, иметь аттестат соответствия МАиС на право осуществления строительства объектов второго класса (К-2) сложности, а также специальное разрешение (лицензию) на право осуществления деятельности в области промышленной безопасности, выданного Госпромнадзором МЧС Республики Беларусь.

Обеспечение работ всем необходимым оборудованием, изделиями и материалами осуществляет Заказчик – Унитарное предприятие «Запад-Транснефтепродукт», совместно с Генподрядной строительной организацией по отдельным контрактам с фирмами-поставщиками.

Проектом предусмотрено применение материалов, прошедших сертификацию на соответствие требованиям пожарной безопасности в испытательных подразделениях МЧС РБ и имеющих удостоверение о государственной гигиенической регистрации.

Взам. инв. №										
	Подпись и дата						5334-19-ПЗ.0ПЗ			
Инв. № подл.	Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата	Общая пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
	Утв.		Придников			09.21		С	1	9
	Н.контр.		Левченко			09.21		ОДО «Стройкомплекттехника»		
	Проверил		Коршак			09.21				
	Разраб.		Жамойть			09.21				

прослойками (до 0,2 м) песков различного гранулометрического состава, с включением гравия и мелкой гальки (до 15%); песками пылеватыми желто-коричневого цвета, глинистыми в водонасыщенном состоянии.

Мощность моренных отложений составляет 2,8 м.

Нерасчлененный комплекс водноледниковых, аллювиальных, озерных и болотных отложение Березинско-Днепровского горизонта (f, lgIbr-II_{dn}) подстилают моренные отложения и представлены: песками мелкими и средними в водонасыщенном состоянии с тонкими прослойками супеси до 36,0 м.

Мощность водноледниковых, аллювиальных, озерных и болотных отложений составляет 32,3 м.

Палеогеновая система (P).

Верхнепалеогеновые отложения Киевские и Харьковские слои (P2+3) подстилают водноледниковые, аллювиальные, озерные и болотные отложение Березинско-Днепровского горизонта и представлены песками средними водонасыщенными серо-зелеными.

На полную мощность палеогенные отложения не пройдены. Максимально вскрытая мощность составляет 11,7 м.

1.3.3 Гидрологические условия

В гидрогеологическом отношении площадка характеризуется наличием грунтовых вод.

Грунтовые воды вскрыты на глубине 4,7 м (абс. отм. 122,10 м), приурочены к пескам пылеватым, мелким и средним нерасчлененного комплекса. Питание этих вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и талых вод.

Прогнозируемый уровень данных вод следует ожидать на абс. отм. 123,10м. Более точный количественный прогноз уровня подземных вод может быть выполнен только на основе специальных комплексных исследований на застраиваемой территории, включающий как минимум годовой цикл стационарных наблюдений.

Разгрузка происходит в местную гидрологическую сеть и ниже залегающие водоносные горизонты, занимающие более низкое гипсометрическое положение.

Пески тонко- и среднезернистые озерно-аллювиальных отложений поозерского горизонта по величине удельного электрического сопротивления обладают низкой степенью коррозионной активности по отношению к углеродистой и низколегированной стали, а по средней плотности катодного тока обладают высокой степенью коррозионной активности по отношению к углеродистой и низколегированной стали. Величина удельного электрического сопротивления изменяется от 111,30 до 122,50 Ом*м, плотность катодного тока составляет 0,45 А/м² (прил. 3, прил. 4.2).

Супесь моренная и песок пылеватый днепровского горизонта по величине удельного электрического сопротивления обладают низкой степенью коррозионной активности, а по средней плотности катодного

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					5334-19-ПЗ.0ПЗ	Лист
			Изм.	Колич.	Лист	№		

тока грунты обладают высокой степенью коррозионной активности по отношению к углеродистой и низколегированной стали. Величина удельного электрического сопротивления изменяется от 109,20 до 126,00 Ом*м, плотность катодного тока изменяется от 0,35 до 0,49 А/м² (прил.3, прил. 4.2).

Пески тонко- и среднезернистые нерасчлененного комплекса водноледниковых, аллювиальных, озерных и болотных отложение Березинско-Днепровского горизонта по величине удельного электрического сопротивления обладают низкой степенью коррозионной активности по отношению к углеродистой и низколегированной стали, а по средней плотности катодного тока обладают высокой степенью коррозионной активности по отношению к углеродистой и низколегированной стали. Величина удельного электрического сопротивления изменяется от 113,40 до 133,00 Ом*м, плотность катодного тока изменяется от 0,38 до 0,43 А/м² (прил. 3, прил. 4.2).

Пески среднезернистые верхнепалеогенных отложений по величине удельного электрического сопротивления обладают низкой степенью коррозионной активности по отношению к углеродистой и низколегированной стали, а по средней плотности катодного тока обладают высокой степенью коррозионной активности по отношению к углеродистой и низколегированной стали. Величина удельного электрического сопротивления изменяется от 116,24 до 125,34 Ом*м, плотность катодного тока изменяется от 0,39 до 0,42 А/м² (прил. 3, прил. 4.2).

1.3.4 Климат

В соответствии с изменением №1 к СНБ 2.04.02-2000 район строительства относится к ПВ климатическому району.

Климатическая характеристика района приведена в таблице 1.1. Среднемесячная и годовая температура воздуха приведена в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Климатические параметры теплого периода года

Наименование	Значение
1. Среднегодовое количество осадков, мм	
- количество осадков за ноябрь-март	194
- количество осадков за апрель-октябрь	424
2. Высота снежного покрова средняя/максимальная, см	19/59
- продолжительность залегания устойчивого снежного покрова, дни	88
3. Дата начала и окончания периода с наиболее вероятной температурой воздуха не выше 8 °С	
- начало	10.10
- конец	15.04
4. Ветер	
- преобладающее направление за декабрь-февраль (за июль-август)	Ю, (СЗ)
- средняя скорость в январе, м/с	3,3

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.0ПЗ

Лист

4

- максимальная скорость в январе, м/с	3,9
- средняя скорость в июле, м/с	2,5
- минимальная скорость в июле, м/с	3,8
5. Среднее число дней с атмосферными явлениями за год	
- пыльная буря	1,6
- гроза	27
- туман	54
- метель	19

Таблица 1.2 – Климатические параметры теплого периода года

Населенный пункт	Среднемесячная температура по месяцам года и среднегодовая температура, °С												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Год
Гомель	-7,0	-6,1	-1,5	6,6	13,9	17,0	18,5	17,4	12,5	6,5	0,7	-4,1	6,2

1.3.5 Условия реконструкции

Для района расположения (I Б) согласно изменения №1 к СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия» принято:

- нормальное значение снеговой нагрузки $S_0 = 1,2$ (120) кПа (кгс/м²);
- нормальное значение ветровой нагрузки $W_0 = 0,23$ (23) кПа (кгс/м²).

Все работы по реконструкции ведутся в одном техническом коридоре с действующими нефте- продуктопроводами и кабелями связи.

1.4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

Наименование нефтепродуктопровода: МНПП «Стальной Конь - Запад» уч. 42, технологический участок 8Н – 2М.

Пропускная способность – 7,3 млн. т./год.

Диаметр 530мм, толщина стенки 8 мм, класс прочности 52, марка стали «14ХГС», «Ц», плотность нефтепродукта – 833-845кг/м³ вязкость н/пр. - 3,3сСт, макс. и мин. температура стенки трубопровода + 22 °С; -5 °С, рабочее давление на выходе ЛПДС «8Н» - 4,2МПа; проектное давление на участке замены – 6,4МПа; марка и тип изоляции участка – битумная, нормального типа, год ввода в эксплуатацию – 1981г.

Метод прокладки существующего участка – траншейный.

Запорная арматура на участке замены – имеется узел линейной запорной арматуры (задвижка №42).

Узел приема и запуска СОД имеется в районе КМ428 МНПП.

Наличие подъездных путей в летнее/зимнее время – есть/есть.

Запорная арматура на участке замены имеется.

Проектируемый участок МНПП в соответствии со СНиП 2.05.06-85 относится к:

- III-му классу – по условному диаметру;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.0ПЗ

Лист

5

- I-й категории – на участках длиной 100м, примыкающих к площадке узлов приема и запуска СОД (п.14 таблицы 3 СНиП 2.05.06-85);
- II-й категории - при пересечении с нефтепроводами DN800, DN1000 ОАО «Гомельтранснефть Дружба», включая участки 100м по обе стороны от пересекаемой коммуникации (п.21 таблицы 3 СНиП 2.05.06-85);
- III-й категории - по назначению на остальных участках МНПП.

Таблица 1.3 – Категорирование наиболее опасных объектов проектирования по взрывопожароопасности

Наименование объектов	Категория по пожаро- и взрывоопасности	Класс взрыво- и пожароопасности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЭ
1. Узлы задвижек	Бн	В-1г	IIА-ТЗ
2. Колодцы КИП	Бн	В-1а	IIА-ТЗ
3. Камеры пуска и приема СОД	Бн	В-1г	IIА-ТЗ
4. Емкость подземная дренажная V=8м ³	Бн	В-1г	IIА-ТЗ
5. Емкость подземная для сбора загрязненных стоков V=5м ³	Бн	В-1г	IIА-ТЗ

1.5 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Основные строительно-монтажные работы предусматривается вести подрядным способом. При привлечении на выполнение строительно-монтажных работ сторонних организаций, которые должны определяться на конкурсной основе, они должны быть оснащены специализированной техникой и специалистами, иметь соответствующие лицензии (разрешения), выданные в установленном порядке, согласно законодательства РБ.

Работы, выполняемые собственными силами Заказчика УП «Запад-Транснефтепродукт»:

- вытеснение и откачка нефтепродуктопровода из заменяемого участка;
- вырезка «катушек» при отключении заменяемого участка;
- герметизация внутренней полости МНПП перед сваркой;
- размагничивание стыкуемых концов МНПП перед сваркой.

В составе основных строительно-монтажных работ проектом предусматривается:

- ликвидация (демонтаж) существующего узла приема и запуска СОД на КМ428 магистрального нефтепродуктопровода (далее МНПП) «Стальной Конь – Запад»;

- строительство участка МНПП в районе ликвидируемого узла приема и запуска СОД на КМ428 (Пк"0+00 – Пк"3+02);

- устройство нового узла приема и запуска СОД на КМ401 МНПП «Стальной Конь – Запад» с обвязкой;

- подключение проектируемого узла приема и запуска СОД на КМ401 к существующей системе транспорта нефтепродукта (Пк9+80 – Пк10+83,4;

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.0ПЗ

Лист

6

- РД 24.040.00-КТН-084-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования»;
- РД-23.040.00-КТН-064-18 «Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной арматуры. Подключение участков магистрального трубопровода. Требования к организации и выполнению работ»;
- РД-75.180.00-КТН-399-09 «Технология освобождения нефтепроводов от нефти и заполнения после окончания ремонтных работ»;
- РД-01.120.00-КТН-186-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Типовые цветовые решения для объектов и оборудования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»;
- РД-93.010.00-КТН-011-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительно-монтажные работы, выполняемые на линейной части магистральных трубопроводов»;
- РД-75.180.00-КТН-106-18 «Нормы проектирования узлов пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»;
- ОТГ-23.040.00-КТН-134-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 159 до 530 мм. Общие технические требования»;
- ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия»;
- СТБ 1428-2003 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные трубопроводов и металлоконструкций. Радиографический метод»;
- ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»;
- Постановление Совета Министров Республики Беларусь №584 от 11.04.1998 г. «Об утверждении Правил охраны магистральных трубопроводов»;
- Постановление Совета Министров Республики Беларусь №1058 от 19.08.2006 г. «Об утверждении Правил охраны линий, сооружений связи и радиофикации в Республике Беларусь»;
- Правила по охране труда при выполнении строительных работ утвержденные Постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь и Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 31.05.2019 № 24/33

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ОПЗ

Лист

9

2 ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН И ТРАНСПОРТ

2.1 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Проектные решения раздела «Генеральный план и транспорт» по обустройству «МНПП 346-420, 426-474км. «Стальной Конь - Запад» уч. 42. (инв. 09001/1). КПП СОД на 401 км. Реконструкция» выполнены в соответствии с требованиями действующих ТНПА, с учетом технологических и противопожарных норм, условий рельефа, инженерных изысканий и существующей застройки на линейной части.

Проект реконструкции предусматривает следующие виды работ по генплану:

- подготовка площадки под реконструкцию (срезка травяного покрова и плодородного грунта, вертикальная планировка территории);
- устройство площадки приема-пуска СОД (размеры внутри обвалования площадки 23,10x92,80м);
- устройство обвалования площадки узла СОД высотой 1,50м от уровня планировочных отметок площадки;
- устройство перездов через обвалование (2шт);
- устройство ограждения площадки узла СОД (по типу еврорешетка);
- устройство ворот (3шт);
- устройство подъезда к площадке от существующей автодороги дороги с северо-восточной стороны площадки закольцованного проезда, обеспечивающего въезд-выезд по двум противоположным сторонам площадки, ширина проездов 6,0м, покрытие подъезда – щебень толщиной 0,30м по уплотненному песчаному основанию;
- устройство временных автопроездов для строительной техники, ширина проездов 6,0м, покрытие - щебень толщиной 0,30м по уплотненному песчаному основанию;
- устройство покрытий площадки;
- рекультивация грунта, посев трав.

В местах прохода инженерных сетей под проектируемыми проездами предусмотрено устройство покрытия из плит дорожных железобетонных.

Площадка узлов пуска и приема выполняется сплошной вертикальной планировкой, с уклоном в сторону приямка ПР.

Площадка под камерой пуска и приема СОД имеет твердое водонепроницаемое покрытие, огражденное по периметру бортовым камнем высотой не менее 0,2 м и имеет уклон не менее 0,02 для стока жидкости к приемному приямку ПР.

Ширина проектируемых проездов составляет 6,0 м.

Взам. инв. №										
Подпись и дата							5334-19-ПЗ.ГТ			
	Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Утв.		Придников		09.21		Генеральный план и транспорта	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.		Левченко		09.21			С	1	4
	Проверил		Шкюдитис		09.21			ОДО		
	Разраб.		Фролова		09.21			«Стройкомплекттехника»		

Автомобильный проезд между узлом пуска и приема СОД выполнен из сборных железобетонных плит, обеспечивают подъезд автотранспортных средств к грузоподъемным механизмам для перемещения, запасовки и извлечения СОД.

Доставка строительных материалов на объект и вывоз демонтированных материалов и конструкций осуществляется автотранспортом по существующей сети автомобильных дорог и вдоль трассовых проездов.

Для переезда строительной техники через действующие нефтепроводы и другие подземные коммуникации проектом предусматривается обустройство временных переездов. Конструкцию временных переездов, их места расположения указаны на стройгенплане.

Проектные решения по расположению технологического оборудования представлены в разделе «Технологические решения».

2.2 ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ РЕЛЬЕФА ВЕРТИКАЛЬНОЙ ПЛАНИРОВКОЙ

Проект вертикальной планировки предусматривает мероприятия по преобразованию существующего рельефа осваиваемой территории, обеспечивающие технологические требования на взаимное высотное размещение зданий и сооружений объекта, отвод атмосферных осадков с территории объекта, ее защиту от подтопления грунтовыми и поверхностными водами.

Проектом предусматривается планировка площадки в границах проектирования с учетом существующего рельефа территории.

Вертикальная планировка выполнена с отводом воды в юго-восточную часть площадки. Перепад проектных высотных отметок в границах площадки пуска-приема составляет 0,40м от 125,70 в юго-восточной пониженной части до 126,10 в северо-западной части площадки, уклон площадки 0,005.

Существующая отметка автодороги в месте примыкания проектируемого подъезда 124,30.

В местах резкого перепада высот предусмотрено устройство откосов с уклоном 1:1.

Проект вертикальной площадки СОД предусматривает планировку площадки с организацией уклонов к проектируемым дождеприемным колодцам и устройство насыпи обвалования площадки на высоту 1,5м относительно планировочных отметок площадки.

С юго-восточной и северо-западной сторон площадки СОД предусмотрены заезд-съезд.

В качестве планировочных отметок приняты отметки верха покрытия площадки. При подсчете балансов земляных масс в качестве планировочных (красных) проектных отметок приняты отметки низа покрытия площадки.

В пределах площадки СОД запроектированы подземные коммуникации. На данной территории выполняется разравнивание рельефа с последующим устройством покрытий.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

5334-19-ПЗ.ГТ

2

Изм. Кол. Лист № Подпись Дата

Планировка площадок и подъезда запроектирована с учетом обеспечения поверхностного водоотвода на период строительства и эксплуатации и предусматривает общий водоотвод от сооружений и оборудования.

По спланированной территории приняты уклоны не менее 5‰. Откосы обвалования приняты с уклоном 1:1.

Сбор поверхностных стоков с покрытия подъездной площадки осуществляется в дождеприемник с последующим сбросом в систему дождевой канализации.

Вертикальную планировку см. на листе 6-ГТ, объемы земляных масс см. на листе 7-ГТ графической части.

2.3 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО БЛАГОУСТРОЙСТВУ ТЕРРИТОРИИ

Проект предусматривает подготовительные работы по подготовке территории.

Демонтажные работы:

- срезка иного травяного покрова на 0,10м в границах производства работ по устройству площадки СОД и подъездов к ней (11700м², 1170м³).

Работы по благоустройству:

- вертикальная планировки площадки в границах проектирования;
- устройство временных автопоездов для строительной техники с покрытием из щебня;
- устройство подъездов к площадке СОД и разворотной площадки с покрытием из щебня;
- устройство площадок из плит дорожных железобетонных;
- устройство щебеночного покрытия площадки СОД;
- устройство бетонных покрытий площадок СОД;
- устройство покрытий из песчано-гравийной смеси (под ограждением и в зоне резервуаров НК);
- устройство покрытия из георешетки по обвалованию площадки СОД;
- установка ограждения площадок СОД и резервуаров (280 м.п);
- установка ворот (3 шт);
- посев трав (5320 м²);
- рекультивация грунта (рыхление 12800м²).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					5334-19-ПЗ.ГТ	Лист
			Изм.	Колич	Лист	№		

2.4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА В ГРАНИЦАХ РАБОТ ПО БЛАГОУСТРОЙСТВУ

Таблица 7.1 – Основные показатели по генплану.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Общее количество
1	Площадь в границах работ	м ²	34946,50 (100%)
2	Площадь застройки- площадка СОД в границах ограждения	м ²	3860,00 (11% учтено в п.3)
3	Площадь покрытий, в том числе:		16826,50(48%)
3.1	Площадь покрытий из бетонных плит – проектируемые	м ²	828,00
3.2	Площадь площадок (щебеночное покрытие)проектируемые	м ²	1220,00
3.3	Площадь площадок (бетонное покрытие) – проектируемые	м ²	323,50
3.4	Площадь покрытий из ПГС – проектируемые	м ²	1350,00
3.5	Площадь покрытий из георешетки – проектируемые	м ²	1740,00
3.6	Площадь проездов и площадок (щебеночное покрытие)проектируемые	м ²	11360,00
4	Площадь озеленения - проектируемого	м ²	5320 (15%)
5	Площадь рекультивации (рыхления грунта) - проектируемого	м ²	12800 (37%)
6	Плотность застройки	%	11
7	Коэффициент использования территории		0,590

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

5334-19-ПЗ.ГТ

Лист

4

Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата
------	-------	------	---	---------	------

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

3.1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Раздел «Технологические решения» разработан в составе строительного проекта: «МНПП 346-420, 426-474км. «Стальной Конь - Запад» уч. 42. (инв. 09001/1). КПП СОД на 401 км. Реконструкция» и выполнен на основании задания на проектирование, утвержденного главным инженером Унитарного производственного предприятия «Запад-Транснефтепродукт», с учетом технических условий и согласований заинтересованных организаций.

Объект строительства расположен в Гомельском и Речицком районах Гомельской области Республики Беларусь.

Границами проектирования по разделу «Технологические решения» являются:

- ограждение проектируемой площадки узла приема и запуска средств очистки и диагностики (далее СОД) на КМ401 МНПП «Стальной Конь – Запад». Трубопровод за пределами ограждения проектируемого узла запроектирован в разделе 5334-19-Л «Линейная часть магистрального трубопровода».

3.2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ

В районе проектирования узла приема и запуска СОД на КМ401 МНПП «Стальной Конь – Запад» расположен узел линейной запорной арматуры (задвижка №42), а также тройник с ответвлением трубопровода-отвода к НП «Гомель-3».

На КМ428 имеется существующий узел приема и запуска СОД, подлежащий ликвидации (в соответствии с заданием на проектирование) в связи с ликвидацией перекачивающей станции 2-М.

3.3 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Проектные решения данного раздела приняты с целью обеспечения безаварийной работы нефтепродуктопровода на полный срок его эксплуатации, преодоления всех обозначенных препятствий без неблагоприятного воздействия на окружающую среду и сведения к минимуму стоимости строительного-монтажных работ.

Решения, принятые при выполнении строительного проекта, соответствуют требованиям технических, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных нормативно-правовых актов, действующих на территории Республики Беларусь.

Взам. инв. №									
							5334-19-ПЗ.ТХ		
Подпись и дата	Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата			
	Утв.		Придников			09.21	Технологические решения	Стадия	Лист
Н.контр.		Левченко			09.21	С		1	20
Проверил		Коршак			09.21	ОДО			
Разраб.		Жамойть			09.21	«Стройкомплекттехника»			
Инв. № подл.									

- РД-01.120.00-КТН-186-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Типовые цветовые решения для объектов и оборудования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»;
- РД-93.010.00-КТН-011-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительно-монтажные работы, выполняемые на линейной части магистральных трубопроводов»;
- СТБ ГОСТ Р 51164-2001 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия»;
- ОТГ-23.040.00-КТН-134-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 159 до 530 мм. Общие технические требования»;
- СТБ 1428-2003 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные трубопроводов и металлоконструкций. Радиографический метод»;
- ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».

3.4 КЛАССИФИКАЦИЯ

Проектируемые трубопроводы (за исключением трубопроводов дренажа и трубопроводов газо-воздушной обвязки) относятся к магистральным и в соответствии со СНиП 2.05.06-85 относятся:

- к III-му классу – по условному диаметру для трубопроводов DN500;
- к IV-му классу – по условному диаметру для трубопроводов DN300 и менее.
- к I категории – как трубопроводы, расположенные на площадке узла приема запуска СОД.

Проектируемые трубопроводы дренажа нефтепродукта, трубопроводы газозвушной обвязки камер приема и запуска СОД относятся к технологическим и в соответствии с приложением Б ТКП 45-3.05-167-2009 относятся к трубопроводам III категории.

По взрыво- и пожароопасности объекты площадки приема и запуска СОД относятся:

- емкость подземная дренажная относятся к категории Бн по пожаро- и взрывоопасности, классу взрывопожароопасности В-1г;
- площадки задвижек относятся к категории Бн по пожаро- и взрывоопасности, классу взрывопожароопасности В-1г;
- колодцы для оборудования КИП относятся к категории Бн по пожаро- и взрывоопасности, классу взрывопожароопасности В-1а;
- камеры пуска и приема СОД относятся к категории Бн по пожаро- и взрывоопасности, классу взрывопожароопасности В-1г.

В соответствии с РД-75.180.00-КТН-106-18 и РД-91.200.00-КТН-175-13:

- пространство в пределах обвалования узлов пуска и приема СОД относится к взрывоопасной зоне класса 2 по ГОСТ 30852-9;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ТХ

Лист

3

- над затвором и патрубком для установки запасовочного устройства камер пуска и приема СОД, взрывоопасная зона класса 1, ограниченная полушарием радиусом 3м по ГОСТ 30852.9;

- над дыхательным клапаном емкости взрывоопасная зона класса 1, ограниченная полушарием радиусом 5м по ГОСТ 30852-9;

- над задвижкой взрывоопасная зона класса 1 (только в случае протечек нефтепродукта через сальниковые узлы задвижки), ограниченная радиусом 1,5м;

- над задвижкой и фланцевыми соединениями взрывоопасная зона класса 2, ограниченная радиусом 3,0м;

Категория по взрывоопасности смеси – ПА-ТЗ.

3.5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА

Технологическая схема проектируемой площадки с узлами приема и запуска СОД с соосным расположением камер обеспечивает выполнение следующих операций:

- транзитную перекачку нефтепродукта минуя камеры пуска и приема при открытой запорной арматуре №№3,4 и закрытом положении арматуры №№7-10,12,14-26,111;

- транзитную перекачку нефтепродукта минуя камеры пуска и приема с учетом отгрузки на НП «Гомель-3» при открытой запорной арматуре №№3,4,111 и закрытом положении арматуры №№7-10,12,14-26;

- заполнение нефтепродуктом камеры пуска из магистрального трубопровода, до начала пуска СОД, через систему дренажных и вспомогательных трубопроводов при открытой арматуре №12, 14, 16, 18, 20, 25 обеспечивая подачу арматурой №26, и закрытой арматуре №7-10, 15, 17, 19, 21-24. Контроль заполнения камеры производится по изменению уровня уровнемером в дренажной емкости;

- заполнение нефтепродуктом камеры приема из магистрального трубопровода, до начала приема СОД, через систему дренажных и вспомогательных трубопроводов при открытой арматуре №12, 15, 17, 19, 25 обеспечивая подачу арматурой №26, и закрытой арматуре №7-10, 14, 16, 18, 20-24. Контроль заполнения камеры производится по изменению уровня уровнемером в дренажной емкости;

- пуск СОД при открытой арматуре №№ 3, 8, 10 закрытии задвижки №4, и закрытой арматуре №№7, 9, 12, 14-26;

- прием СОД при открытой арматуре №№4, 7, 9 и закрытой арматуре №№3, 8, 10, 12, 14-26;

- дренаж нефтепродукта из камеры пуска СОД в дренажную подземную емкость для сбора утечек и дренажа $V=8\text{м}^3$ при открытой арматуре №№14, 16, 18, 20, 21 и закрытой арматуре №№8, 10; 12, 15, 17, 19, 22-26.

- дренаж нефтепродукта из камеры приема СОД в емкость подземную дренажную $V=8\text{м}^3$ при открытой арматуре №№15, 17, 19, 21 и закрытой арматуре №№7, 9; 12, 14, 16, 18, 20, 22-26.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ТХ

Лист

4

- откачка нефтепродукта из емкости подземной дренажной $V=8\text{м}^3$ в приемный нефтепродуктопровод ЛПДС при открытой арматуре №№12, 22, 25 и закрытой арматуре №14-21, 24, 26;

- подачу откачиваемого нефтепродукта погружным насосом во всасывающую линию передвижной насосной установки (далее ПНУ) с последующей закачкой нефтепродукта ПНУ в трубопровод при открытой арматуре №№12, 22, 24 и закрытой арматуре №№14-21, 25, 26.

Технологическая схема допускает дренаж в подземные дренажные емкости сбора утечек и дренажа нефтепродукта и одновременную откачку нефтепродукта из емкостей.

3.6 КОНСТРУКТИВНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

3.6.1 Узел приема-запуска СОД

Узел приема-запуска СОД - производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по запасовке и пуску внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта в магистральный трубопровод, а также по приему и извлечению внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств магистральных трубопроводов.

Разделом проекта в составе узла приема-запуска СОД предусматривается:

- камера пуска СОД с устройством передней запасовки;
- камера приема СОД;
- емкость дренажная подземная горизонтальная с погружным насосом;
- технологические трубопроводы с соединительными деталями и запорной арматурой;
- грузоподъемные механизмы для перемещения, запасовки и извлечения СОД.

Разделом проекта предусмотрена обвязка узла приема-запуска СОД с устройством:

- трубопровода подвода нефтепродукта DN300 (для камеры запуска);
- трубопровода отвода нефтепродукта DN300 (для камеры приема);
- трубопровода дренажа нефтепродукта;
- трубопровода газовой обвязки DN50.

Дренаж нефтепродукта осуществляется в емкость подземную дренажную $V=8\text{м}^3$.

3.6.1.1 Камера запуска СОД

Камера запуска СОД – специальное устройство, обеспечивающее пуск внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта в магистральный трубопровод.

Разделом проекта предусмотрен монтаж камеры запуска СОД условным диаметром основного трубопровода DN500 на условное давление PN6,3 МПа в соответствии с основными техническими требованиями ОТТ 75.180.00-КТН-

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата	5334-19-ПЗ.ТХ	Лист 5

370-09. Расположение патрубка подвода нефтепродукта – правое. Климатическое исполнение – для районов с умеренным климатом (У1). Исполнение по сейсмостойкости – для районов с сейсмичностью до 6 баллов (С0).

В комплектации камеры запуска предусмотрены:

- камера в собранном виде;
- комплект прокладок к затвору;
- кран консольный с талью;
- тяговый механизм с тросовой системой;
- лоток для скребка;
- приборы КИП (манометр, датчик давления, датчик контроля герметичности, датчик открытия затвора, сигнализатор прохода СОД).

Камера запуска предусмотрена со следующими патрубками:

- патрубок подвода нефтепродукта DN300;
- патрубок для установки запасовочного устройства DN200;
- два патрубка DN100 для присоединения дренажных трубопроводов;
- патрубок DN50 газо-воздушной обвязки;
- патрубок для установки манометра;
- патрубок для установки датчика давления.

Камера запуска СОД предусматривается с заводским антикоррозионным покрытием соответствующего ОТТ-25.220.01-КТН-097-16 для оборудования, располагаемого надземно. Цветовые решения окраски камер должны соответствовать РД-01.120.00-КТН-186-16.

3.6.1.2 Камера приема СОД

Камера приема СОД – специальное устройство, обеспечивающее прием внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемого продукта из магистрального трубопровода.

Разделом проекта предусмотрен монтаж камеры приема СОД условным диаметром основного трубопровода DN500 на условное давление PN6,3 МПа в соответствии с основными техническими требованиями ОТТ 75.180.00-КТН-370-09. Расположение патрубка отвода нефтепродукта – правое. Климатическое исполнение – для районов с умеренным климатом (У1). Исполнение по сейсмостойкости – для районов с сейсмичностью до 6 баллов (С0).

В комплектации камеры приема предусмотрены:

- камера в собранном виде;
- комплект прокладок к затвору;
- кран консольный с талью;
- тяговый механизм с тросовой системой;
- лоток для скребка;
- поддон для сбора продуктов очистки трубопровода;
- приборы КИП (манометр, датчик давления, датчик контроля герметичности, датчик открытия затвора, сигнализатор прохода СОД).

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ТХ

Лист

6

Камера приема предусмотрена со следующими патрубками:

- два патрубка отвода нефтепродукта DN300;
- два патрубка DN100 для присоединения дренажных трубопроводов;
- патрубков DN50 газо-воздушной обвязки;
- патрубков для установки манометра;
- патрубков для установки датчика давления.

Патрубки для отвода нефтепродукта предусматриваются с решетками.

Камера запуска СОД предусматривается с заводским антикоррозионным покрытием соответствующего ОТТ-25.220.01-КТН-097-16 для оборудования, располагаемого надземно. Цветовые решения окраски камер должны соответствовать РД-01.120.00-КТН-186-16.

3.6.1.3 Емкость подземная дренажная $V=8\text{м}^3$

Система дренажа предназначена для освобождения технологического оборудования от нефтепродукта путем открытия дренажных задвижек.

Дренаж осуществляется по трубопроводам в емкость подземную дренажную $V=8\text{м}^3$ горизонтальную. Объем подземной емкости для узла приема и запуска СОД на нефтепродуктопроводе DN500 принят 8м^3 в соответствии с требованиями РД-75.180.00-КТН-106-18.

Разделом проекта предусматривается установка емкости подземной дренажной $V=8\text{м}^3$ по ОТТ-23.020.01-КТН-216-10. Емкость подземная дренажная $V=8\text{м}^3$ дополнительно оборудуется:

- клапаном дыхательным DN100 со встроенным огнепреградителем производительностью $150\text{м}^3/\text{ч}$, соответствующим ОТТ-23.020.00-КТН-169-12;
- люком замерным DN150;
- люком DN800 PN0,6МПа для установки полупогружного насосного агрегата;
- люк-лазом DN800 PN0,6МПа для доступа внутрь емкости для зачистки и ремонта;
- лестницей из искробезопасных материалов;
- патрубком DN100 для присоединения дыхательной арматуры;
- патрубком DN150 для входа продукта;
- патрубком DN50 для газовой обвязки;
- патрубком для пропарки DN50;

Проектируемые емкости предусмотрены с внутренним заводским антикоррозионным покрытием в соответствии с ОТТ-25.220.01-КТН-187-13 и наружным покрытием (для подземной части емкости) в соответствии с ОТТ-25.220.01-КТН-113-14, РД-25.220.01-КТН-112-14. Надземная часть емкости – с наружным заводским антикоррозийным покрытием ОТТ-25.220.01-КТН-097-16.

Установка емкости предусматривается подземно на бетонное основание (смотри 5334-19-АС). Глубина заложения емкостей составляет 0,9м от поверхности площадки до верхней образующей емкости. Вылет люков и патрубков над поверхностью площадки предусматривается на 0,5м выше поверхности площадки.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коллич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ТХ

Лист

7

Опорожнение дренажных емкостей предусмотрено погружным центробежным электронасосным агрегатом во взрывозащищенном исполнении 2ExdIIAT3 по ОТТ-23.080.00-КТН-171-13. Производительность насосного агрегата выбрана исходя из условия опорожнения подземной емкости не более 1 часа. Проектом предусматривается полупогружной объемный одновинтовой насосный агрегат производительностью 9 м^3 и создающим давление до $6,3 \text{ МПа}$, мощностью не более 30 кВт .

Проектом предусматривается:

- строительство дренажного коллектора DN150 от узлов приема-запуска СОД до емкости подземной дренажной $V=8 \text{ м}^3$;
- строительство трубопровода дренажа DN100 от камеры приема СОД;
- строительство трубопровода дренажа DN100 от камеры пуска СОД;
- строительство трубопровода газо-воздушной обвязки DN50 камер приема-запуска СОД;
- строительство трубопровода откачки DN150 из емкости подземной дренажной $V=8 \text{ м}^3$.

Прокладка трубопровода дренажа и газо-воздушной обвязки предусматривается с уклоном не менее $0,002$ в сторону емкости подземной дренажной $V=8 \text{ м}^3$.

3.6.2 Трубы

Выбор труб для строительства участков нефтепродуктопровода выполнен на основании:

- характеристик климатических условий района строительства, приведенных в СНБ 2.04.02-2000 «Строительная климатология»;
- требований СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы»;
- требований РД-75.180.00-КТН-106-18 «Нормы проектирования узлов пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»;
- общих технических требований ОТТ-23.040.00-КТН-134-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 159 до 530 мм».

Основной нефтепродуктопровод запроектирован из сварных прямошовных труб класса прочности K56 диаметром 530мм, толщиной стенки 8мм отвечающие общим техническим требованиям ОТТ-23.040.00-КТН-134-15 «Трубы диаметром от 159 до 530 мм для магистральных и технологических нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» и соответствующие ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»

Трубопровод отвода нефтепродукта от камеры приема СОД и трубопровод подачи нефтепродукта к камере запуска СОД запроектированы из сварных прямошовных труб класса прочности K56 диаметром 325мм, толщиной стенки 8мм отвечающие общим техническим требованиям ОТТ-23.040.00-КТН-134-15, ГОСТ 31447-2012.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ТХ

Лист

8

Трубопровод откачки нефтепродукта из емкости подземной дренажной $V=8\text{м}^3$ запроектирован из труб стальных бесшовных горячедеформированных диаметром 159х6 из стали марки 09Г2С группы В по ГОСТ8732-78.

Трубопроводы дренажа запроектирован из труб стальных бесшовных горячедеформированных диаметром 159х6, 114х4 из стали марки 09Г2С группы В по ГОСТ8732-78 в термообработанном состоянии.

Трубопровод газоздушной обвязки запроектирован из труб стальных бесшовных горячедеформированных диаметром 57х4 мм из стали марки 09Г2С группы В по ГОСТ 8732-78 в термообработанном состоянии.

Дополнительным требованием к бесшовным трубам, изготовленным из слитка, является обязательное прохождение 100%-го контроля сплошности металла неразрушающими методами. Бесшовные трубы, изготовленные из слитка и не прошедшие 100% контроль сплошности металла неразрушающими методами применять не допускается.

Подземные участки технологических трубопроводов диаметром выше DN100 предусмотрены с нанесенным в заводских условиях трехслойным изоляционным покрытием, соответствующим типу 1 общих технических требований ОТТ-25.220.60-КТН-103-15 «Заводское полиэтиленовое покрытие труб».

Для подземных участков трубопровода диаметром DN100 и менее разделом проекта предусматривается нанесение изоляционного покрытия по месту монтажа на основе полимерных ленточных материалов в соответствии с требованиями к конструкции №18 по СТБ ГОСТ Р 51164-2001.

Изоляция стыков подземных участков труб предусматривается манжетами термоусаживаемыми, соответствующим общим техническим требованиям ОТТ-25.220.01-КТН-200-14 «Антикоррозионное покрытие сварных стыков трубопроводов».

Защита надземных участков трубопровода от коррозии производится окрашиванием труб и фасонных изделий двухкомпонентным эпоксидно-полиуретановым покрытием НЕМРАТНАНЕ TL87 (или аналог) в один слой толщиной 60мкм по одному слою грунтовки НЕМРАДУР QUATTRO 17634 (или аналог) с толщиной слоя 140 мкм. Окраску трубопроводов выполнять в соответствии с РД-01.120.00-КТН-186-16, ОТТ-25.220.01-КТН-097-16.

Принятые проектом технические решения по изоляции отвечают требованиям СТБ ГОСТ Р 51164- 2001 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

3.6.3 Фасонные изделия

Технологическая обвязка на площадках проектируемого оборудования выполнена с применением соединительных деталей заводского изготовления.

Разделом проекта предусмотрено применение тройников с диаметром основного трубопровода DN100 и менее в соответствии с ГОСТ 17376-2001, тройников с диаметром основного трубопровода DN300, DN150 в соответствии с ОТТ-23.040.00-КТН-104-14, тройников с диаметром основного трубопровода DN500 в соответствии с ОТТ-23.040.00-КТН-105-14. Тройники,

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата	5334-19-ПЗ.ТХ	Лист

располагаемые перед задвижками №№3, 7 и после задвижек №№4, 8 разделом проекта предусматриваются с решетками.

На основном трубопроводе к камере приема и от камеры запуска СОД разделом проекта предусмотрено применение отводов гнутых DN500 заводского изготовления с радиусом не менее $R=5DN$ в соответствии с ОТТ-23.040.00-КТН-105-14.

Для поворота трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскости разделом проекта предусматривается применение отводов крутоизогнутых с $R=1,5DN$. Применение отводов условным диаметром DN500 предусмотрено в соответствии с ОТТ-23.040.00-КТН-105-14, отводов условным диаметром DN350, DN300, DN150 – в соответствии с ОТТ-23.040.00-КТН-104-14, отводов условным диаметром DN100 и менее – в соответствии с ГОСТ 17375-2001.

Для перехода с одного диаметра на другой разделом проекта предусматривается применение переходов по ГОСТ 17378-2001.

Соединительные детали условным диаметром DN150 мм и выше на подземных участках трубопровода запроектированы с заводским защитным антикоррозионным покрытием (Пк-40 или аналог), соответствующим общим техническим требованиям ОТТ-25.220.01-КТН-113-14. «Антикоррозионное покрытие для защиты подземных трубопроводов и оборудования».

3.6.4 Запорная арматура

Разделом проекта для обвязки проектируемой площадки узла приема и запуска СОД, емкости сбора утечек и дренажа предусматривается монтаж:

- задвижек шиберных №№3, 4 условным диаметром DN500 на условное давление PN6,3МПа под приварку по ОТТ-23.060.30-КТН-108-15 для подземного расположения с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14;

- задвижек шиберных №№7, 8, условным диаметром DN500 на условное давление PN6,3МПа под приварку по ОТТ-23.060.30-КТН-108-15 для надземного расположения с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16;

- задвижки шиберной №111 условным диаметром DN300 на условное давление PN6,3МПа под приварку по ОТТ-23.060.30-КТН-108-15 для подземного расположения с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14;

- задвижек шиберных №№9, 10 условным диаметром DN300 на условное давление PN6,3МПа под приварку по ОТТ-23.060.30-КТН-108-15 для надземного расположения с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16;

- задвижки шиберной №12 условным диаметром DN150 на условное давление PN6,3МПа под приварку по ОТТ-23.060.30-КТН-108-15 для подземного расположения с удлинителем штока задвижки под размещение электропривода, с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ТХ

Лист

10

- задвижки шиберной №21 условным диаметром DN150 на условное давление PN6,3МПа под приварку по ОТТ-23.060.30-КТН-108-15 для подземного расположения с колонкой управления задвижкой под ручное управление, с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14;

- задвижек клиновых №22, 25 с выдвижным шпинделем фланцевых DN150 PN6,3МПа по ОТТ-23.060.30-КТН-135-16 для надземного расположения с ручным управлением, с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16;

- крана шарового №24 запорного DN150 PN6,3МПа по ОТТ-23.060.30-КТН-114-16 с фланцевым присоединением к трубопроводу для надземного расположения с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16;

- кранов шаровых №26 запорных DN100 PN6,3МПа по ОТТ-23.060.30-КТН-114-16 с фланцевым присоединением к трубопроводу для надземного расположения с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16;

- кранов шаровых №№17-20 запорных DN100 PN6,3МПа по ОТТ-23.060.30-КТН-114-16 с комбинированным присоединением к трубопроводу для надземного расположения с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16;

- кранов шаровых №№14-16, 115, 116 запорных DN50 PN6,3МПа по ОТТ-23.060.30-КТН-114-16 со сварным присоединением к трубопроводу для надземного расположения с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16;

- клапана обратного DN150 PN6,3МПа быстродействующего по ОТТ-75.180.00-КТН-352-09 под фланцевое соединение с трубопроводом для надземного расположения на выкиде насосного агрегата, с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16.

Запорная арматура, применяемая проектом, по климатическому исполнению предусматривается для района с умеренным климатом (У1), по восприятию сейсмических нагрузок – для районов с сейсмичностью до 6 баллов включительно.

Запорная арматура №№3,4,7,8 предусмотрена с управлением электроприводом с циклическим поворотном-кратковременным режимом работы с максимальным крутящим моментом на выходном звене до 4000 Н·м.

Задвижки №№9, 10 предусмотрены с управлением электроприводом с циклическим поворотном-кратковременным режимом работы с максимальным крутящим моментом на выходном звене до 1000 Н·м.

Задвижка №№12 предусмотрена с управлением электроприводом с циклическим поворотном-кратковременным режимом работы с максимальным крутящим моментом на выходном звене до 400 Н·м.

Запроектированные электропривода для управления задвижками предусматриваются укомплектованными блоком управления регулированием.

Вся оставшаяся запорная арматура предусматривается с ручным управлением.

Изм.	№ подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата	5334-19-ПЗ.ТХ	Лист 11

3.6.5 Пересечение с коммуникациями

При подземной прокладке взаимное пересечение проектируемых технологических коммуникаций предусмотрено на расстоянии не менее 0,35м в свету между трубопроводами. Пересечение технологических трубопроводов с системой производственно-дождевой канализации предусматривается на расстоянии не менее 0,2м в свету между трубопроводами. Пересечение с кабельными сетями должно быть предусмотрено на расстоянии 0,5м в свету между кабелем и трубопроводом.

3.7 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ РАБОТ

3.7.1 Земляные работы

При производстве земляных работ и укладке магистрального нефтепродуктопровода в траншею следует выполнять требования действующих нормативных документов - СНиП 2.05.06-85, СНиП III-42-80.

При укладке трубопровода в траншею должно обеспечиваться:

- правильная установка кранов и трубоукладчиков;
- укладку трубопровода следует осуществлять плавно, без рывков;
- минимально необходимая для производства работ высота подъёма трубопровода;
- сохранность изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи;
- проектное положение трубопровода.

Выполнение работ предусматривается на подготовленной и спланированной площадке.

Разделом проекта предусмотрена преимущественно подземная укладка трубопроводов. Заглубление при подземной прокладке до верхней образующей трубопровода принято из условия взаимного пересечения коммуникаций, но не менее 0,6м от поверхности от поверхности земли до верха трубы.

Размеры и профили траншеи приняты в зависимости от физико-механических характеристик грунтов и способов их разработки в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85 и СНиП III-42-80.

Ширина траншеи по дну для проектируемого нефтепродуктопровода принята 1,2 м. В местах производства сварочных работ на внешнем центраторе (фасонные изделия) ширина траншеи по дну принята 2,5 м.

3.7.2 Монтаж и сварка

При производстве сварочно-монтажных работ должны соблюдаться требования следующих нормативно-технических документов:

- СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы»;
- СНиП III-42-80 «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ»;
- ОР-03.120.00-КТН-074-19 «Входной контроль материалов и оборудования, применяемых на объектах организации системы «Транснефть»;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ТХ

Лист

12

- РД-93.010.00-КТН-114-07 «Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительного-монтажных работ» с изменением 2;
- РД-25.160.00-КТН-037-14 «Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов» с изменением 3;
- РД-23.040.00-КТН-064-18 «Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной арматуры. Подключение участков магистрального трубопровода. Требования к организации и выполнению работ»;
- Правила по охране труда при выполнении строительных работ утвержденные Постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь и Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 31.05.2019 № 24/33.

Сборка кольцевых стыков трубопровода производится на внутреннем центраторе в соответствии с РД-25.160.00-КТН-037-14 изм. 3. Сборка на внутреннем центраторе стыков труб с заводской разделкой кромок следует осуществлять без прихваток. В случае возникновения необходимости в установке прихваток, то они должны быть полностью удалены в процессе сварки корневого слоя шва механическим способом.

В местах установки соединительных деталей заводского изготовления сварка труб магистрального нефтепродуктопровода предусмотрена на внешнем центраторе.

Все поступающие для производства работ сварочные материалы подвергаются количественному и качественному контролю в соответствии с ОР-03.120.00-КТН-074-19 и должны соответствовать требованиям ОТТ-25.160.00-КТН-219-09 «Требования к сварочному оборудованию и сварочным материалам, применяемым на объектах ОАО «АК «Транснефть». Общие технические требования».

3.7.3 Контроль качества сварных стыков

Контроль стыков производится в соответствии с требованиями следующих нормативно-технических документов:

- СНиП III 42-80 «Магистральные трубопроводы»;
- РД-25.160.00-КТН-037-14 «Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов» с изменением 3;
- РД-25.160.10-КТН-016-15 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов»;
- СТБ 1428-2003 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные трубопроводов и металлоконструкций. Радиографический метод»;
- ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»

После сварки трубопровода проектом предусмотрен 100% радиографический и 100% ультразвуковой контроль сварных стыков трубопровода. Все сварные стыки подлежат визуальному и измерительному контролю.

Визуальный и измерительный контроль предназначены для проверки соответствия геометрических параметров сварного соединения требованиям

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ТХ

Лист

13

нормативных документов, а также для обнаружения поверхностных и сквозных дефектов сварных соединений.

Радиографический контроль проводится для выявления внутренних и выходящих на поверхность дефектов сварного соединения. Радиографический метод должен осуществляться с использованием рентгеновских аппаратов или источников радиоактивного излучения и соответствовать требованиям СТБ 1428-2003.

Ультразвуковой контроль проводится для выявления внутренних и выходящих на поверхность протяженных и не протяженных дефектов сварных соединений. Сварное соединение допускается к приведению ультразвукового контроля при наличии заключения о годности данного сварного соединения по результатам визуального и инструментального контроля. Ультразвуковой контроль должен выполняться с требованиями ГОСТ 14782-86.

Контроль должен осуществляться при помощи передвижных лабораторий персоналом, имеющим соответствующую квалификацию и разрешение на этот вид контроля.

Результаты проверки стыков физическими методами контроля необходимо оформлять в виде заключений в соответствии с РД-25.160.10-КТН-016-15. Результаты контроля сварных стыков подлежат оцифровке, а сами сварные стыки после укладки трубопровода привязываются к существующей географической системе координат.

3.7.4 Очистка полости

Полость трубопровода до проведения испытания должна быть очищена от окалины и шлака, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопровода грунта, воды и различных предметов.

Очистка полости трубопровода производится протягиванием в технологическом потоке сварочно-монтажных работ, в процессе сборки и сварки отдельных труб и секций в нитку нефтепродуктопровода. При протягивании используется внутренний центратор, конструктивно объединённый с внутритрубным устройством.

После укладки трубопровода на проектные отметки и присыпки земель, перед гидравлическими испытаниями разделом проекта предусмотрена промывка без пропуска внутритрубных устройств. Промывка осуществляется под давлением воды, закачиваемой для гидравлических испытаний. Объем воды для промывки принят 15% объема полости очищаемых трубопроводов, т.к. очистка выполняется без пропуска внутритрубных устройств.

3.7.5 Гидравлические испытания

Работы по гидравлическому испытанию трубопровода выполнить в соответствии со следующими документами:

- СНиП III-42-80 «Магистральные трубопроводы»;
- ТКП 45-3.05-167-2009 «Технологические трубопроводы. Правила монтажа и испытаний»;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- ОР-19.000.00-КТН-075-16 «Порядок очистки, гидроиспытаний и внутритрубного диагностирования трубопроводов после завершения строительного-монтажных работ»;

- РД-75.180.00-КТН-106-18 «Нормы проектирования узлов пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»;

- Правила по охране труда при выполнении строительных работ утвержденные Постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь и Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 31.05.2019 № 24/33.

Испытание на прочность и проверка на герметичность проектируемых трубопроводов в соответствии с требованиями РД-75.180.00-КТН-106-18 предусматривается в 4 этапа:

I этап на участках:

- проектируемые участки трубопровода и обвязки проектируемого технологического оборудования в пределах проектируемого ограждения смонтированного узла приема и запуска СОД, за исключением дренажных трубопроводов и трубопровода газовойоздушной обвязки;

Испытательное давление на прочность составляет $R_{исп}=R_{зав}$, но не менее 9,5 МПа в течение 24 часов. Испытательное давление на герметичность $R_{исп}=R_{раб}=6,3$ МПа в течение 12 часов.

II этап:

- трубопроводы, испытываемые в I-м этапе, совместно с прилегающими участками магистрального нефтепродуктопровода (см. комплект 5288-18-Л).

Испытательное давление на прочность составляет $R_{исп}=1,25R_{раб}=8,00$ МПа в течение 24 часов. Испытательное давление на герметичность $R_{исп}=R_{раб}=6,3$ МПа в течение 12 часов.

III этап - трубопроводы дренажа и газовойоздушной обвязки.

Испытательное давление на прочность составляет $R_{исп}=1,25R_{раб}$, но не менее 2,0 МПа в течение 24 часов. Испытательное давление на герметичность $R_{исп}=R_{раб}$ в течение 12 часов.

IV этап – емкость подземная дренажная включая трубопровод газовойоздушной обвязки.

I и II этапы выполняются совместно с прилегающими участками линейной части, в связи с их небольшой протяженностью.

Испытательное давление на прочность для емкости составляет $R_{исп}=1,5R_{емк}$, но не менее 0,1 МПа в течение 10 минут. Испытательное давление на герметичность $R_{исп}=R_{емк}$ в течение 6 ч. – до засыпки, 3 ч. – после засыпки.

Работы по проведению испытаний должны соответствовать требованиям ОР-19.000.00-КТН-075-16 для всех трубопроводов, за исключением трубопроводов дренажа и трубопроводов газовойоздушной обвязки.

Испытание трубопроводов дренажа и трубопроводов газовойоздушной обвязки должно осуществляться в соответствии с ТКП 45-3.05-167-2009.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ТХ

Лист

15

После проведения испытаний произвести вытеснение воды из трубопровода и осуществить осушку внутренней полости, путем продувки воздухом.

Общий объем воды для гидроиспытаний и промывки составляет $V=43 \text{ м}^3$.

3.7.6 Удаление воды и продувка

После проведения гидравлических испытаний трубопровод подлежит продувке для вытеснения воды и осушки полости. Проведение продувки должно быть выполнено в соответствии с требованиями ОР-19.000.00-КТН-075-16.

После вытеснения воды производится осушка полости нефтепродуктопровода до степени влажности 50%-60% при температуре воздуха 15-25°C. Замер влажности следует производить через регулярные промежутки времени в соответствии с ГОСТ ИСО 8573-3.

3.7.7 Изоляция

Участки подземных трубопроводов без заводского изоляционного покрытия предусмотрены с нанесением изоляционного покрытия в трассовых условиях.

Нанесение изоляции предусмотрено по типу конструкции №18 СТБ ГОСТ Р 51164-2001 (конструкции №5 по ГОСТ 9.602-2016 для трубопровода дренажа). Перед нанесением изоляции выполнить зачистку поверхности участка трубопровода (футляра) до степени, требуемой документацией производителя изоляционного покрытия, но не ниже степени 4 по ГОСТ 9.402 от грязи, земли, старого покрытия, пыли.

Для удаления следов масел с поверхности трубы произвести ее обезжиривание. Подготовленная для нанесения грунтовки (праймера) поверхность трубы должна быть высушена (Внимание! наличие влаги в виде пленки, капель либо твердофазных осадков (наледи, инея) - не допускается). Нанесение грунтовки (праймера) выполнить сплошным равномерным слоем без подтеков, пузырей и пропусков с расходом грунтовки (праймера) $0,3 \text{ кг/м}^2$. Нанесение грунтовки во время дождя, тумана, сильного ветра без специально установленных тентов не допускается. Нанесение ленты битумно-полимерной выполнить в 2 слоя после нанесения грунтовки. Ленту наносить на поверхность трубопровода мастичным слоем к трубе, с натяжением, путем спиральной намотки без перекосов, морщин, гофр с нахлестом витков 50% ширины рулона плюс 35мм (расход $\approx 4,3 \text{ кг/м}^2$). Нанесение защитной обертки выполнить поверх ленты битумно-полимерной в один слой путем спиральной намотки с нахлестом 30мм (расход $\approx 1,95 \text{ кг/м}^2$). Нанесение изоляционных материалов выполнять в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя изоляционных материалов.

Изоляционные материалы и покрытия, применяемые для противокоррозионной защиты трубопровода должны быть подвергнуты входному контролю в соответствии с ОР-03.120.00-КТН-074-19 и должны обеспечивать выполнение требований СТБ ГОСТ Р 51164-2001.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ТХ

Лист

16

3.8 ДЕМОНТАЖ

Проектом предусматривается демонтаж выводимого из эксплуатации технологического оборудования и трубопроводов. Демонтаж осуществляется после ввода в эксплуатацию проектируемого технологического оборудования и трубопроводов, без долгосрочного перерыва в технологическом процессе перекачки. Все работы по переподключению трубопроводов предусматриваются в рамках регламентной остановки перекачки на время до 72 часов.

3.9 ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЗДЕЛУ «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ»

Решения по разделу «Технологические решения» приняты в соответствии с требованиями действующей нормативной документации.

Разработанная технологическая схема предусматривает оптимальную схему перекачки нефтепродукта.

Эксплуатация проектируемой площадки камер приема-запуска СОД начинается с момента приёма ее государственной комиссией. Обслуживание площадки осуществляется текущим персоналом соответствующих служб УП «Запад-Транснефтепродукт». Для обеспечения нормальных условий эксплуатации производство работ или какие-либо действия на территории проектируемой площадки необходимо производить в соответствии с «Инструкцией по производству работ в охранных зонах магистральных трубопроводов».

К особенностям эксплуатации проектируемых узлов относится:

- безусловное обеспечение безопасной работы трубопровода и оборудования, а также сохранности качества нефтепродукта;
- обеспечение надежности и экономичной работы трубопроводов, сооружений и оборудования;
- систематический контроль за работой нефтепродуктопровода и его объектов и принятие мер по поддержанию установленного режима;
- разработка и внедрение мероприятий по сокращению потерь нефтепродукта, экономии электроэнергии, топлива, материалов и других ресурсов;
- организация и своевременное проведение технического обслуживания и ремонта;
- обеспечение экологической безопасности при эксплуатации объектов магистрального транспорта нефтепродуктов и принятие мер по предотвращению и уменьшению загрязнений окружающей среды в аварийных случаях;
- выполнение мероприятий по организации безопасных условий труда, повышению квалификации и культуры производства. инструктаж и периодическая проверка знаний персонала;
- готовность к ликвидации аварий, повреждений и их последствий.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ТХ

Лист

18

Разделом проекта предусматривается применение сертифицированных материалов и оборудования, имеющих разрешение на применение Госпромнадзора Республики Беларусь либо сертификаты соответствующих технических регламентов Таможенного союза.

Все изделия и материалы должны быть подвергнуты входному контролю качества.

Применяемые электроприемники, располагаемые во взрывоопасных зонах предусматриваются во взрывозащитном исполнении.

Разделом проекта предусмотрена пассивная защита трубопроводов от коррозии:

- монтаж труб подземного участка предусмотрен с заводской изоляцией, а на участках подземного трубопровода, где заводское изоляционное покрытие отсутствует, предусматривается нанесение изоляционного покрытия в трассовых условиях;

- надземный участок трубопровода защищается от коррозии окраской.

Проектом предусмотрена также активная защита проектируемых коммуникаций от коррозии с применением электрохимической защиты (см. раздел 5334-19-ЭХЗ).

Изоляция сварных стыков предусматривается термоусаживаемыми манжетами.

Проектом предусмотрено применение соединительных деталей (отводов, тройников, переходов) заводского изготовления. Соединительные детали DN150 и выше, применяемые на участках с подземным расположением трубопровода предусматриваются с нанесенным в заводских условиях изоляционным покрытием.

Для контроля качества строительно-монтажных работ разделом проекта предусматривается проведение гидравлических испытаний на прочность и проверка на герметичность. Для контроля качества сварных соединений предусмотрен визуальный и измерительный контроль сварных соединений, а также 200% контроль неразрушающими методами (100% контроль радиографическим методом и 100% контроль ультразвуковым методом). Методы контроля должны отвечать требованиям нормативной документации.

При проведении огневых работ на объекте ответственность за пожарную безопасность возлагается на руководителя работ или представителя от владельца объекта (по согласованию), что фиксируется в наряде-допуске.

Место проведения огневых работ должно быть обеспечено первичными средствами пожаротушения, указанными в наряде-допуске, но не менее двух огнетушителей по 10 л. Виды и количество первичных средств пожаротушения определяются лицом, ответственным за подготовку огневых работ.

В период проведения огневых работ в котлованах должен быть организован контроль за состоянием воздушной среды:

- периодически, если это предусмотрено нарядом-допуском;
- после установленных перерывов в работе;
- при появлении на месте проведения огневых работ признаков загазованности, запыленности.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата	5334-19-ПЗ.ТХ	Лист 19

Организацию и проведение временных огневых работ необходимо выполнять в соответствии с требованиями разделов 18.3-18.5 главы 18 Правил пожарной безопасности ППБ Беларуси 01-2014 и ОР-13.100.00-КТН-082-18 «Порядок организации огневых, газоопасных, ремонтных и других работ повышенной опасности на объектах организаций системы «Транснефть».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					5334-19-ПЗ.ТХ	Лист
								20
Изм.	Коллич	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

4 ОРГАНИЗАЦИЯ И УСЛОВИЯ ТРУДА РАБОТНИКОВ

Эксплуатация реконструируемого участка МНПП и узла приема и запуска СОД будет осуществляться обслуживающим персоналом УП «Запад-Транснефтепродукт», без увеличения его численности.

Согласно заданию на проектирование по объекту: «МНПП 346-420, 426-474км. «Стальной Конь - Запад» уч. 42. (инв. 09001/1). КПП СОД на 401 км. Реконструкция» разработка раздела не требуется.

Взам. инв. №										
	Подпись и дата									
Инв. № подл.							5334-19-ПЗ.0УТ			
	Изм.	Колич.	Лист	№	Подпись	Дата				
	Утв.		Придников			09.21	Организация и условия труда работников	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.		Левченко			09.21		С	1	1
	Проверил							ОДО «Стройкомплекттехника»		
Разраб.										

5 АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

Согласно СНБ 2.04.02-2000 “Строительная климатология” район строительства относится к ПВ климатическому району, для которого:

- температура воздуха наиболее холодной пятидневки – минус 24 °С;
- средняя из максимальных глубин промерзания грунта – 0,63 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания по данным Госкомгидромета РБ для супеси, песка мелкого и песка пылеватого составляет 1,09м, для суглинка – 0,9м, для песка среднего – 1,17м.

Планировочная отметка площадки узла камеры пуска-приема СОД принята 125,98, согласно организации рельефа.

Площадка узла пуска-приема СОД, принята размерами в плане 34,0x102,8 м.

Поверхность площадки узла пуска-приема СОД (за исключением автомобильных проездов, асфальтобетонных отмосток и обетонированных площадок) принята грунтовой.

Сплошная вертикальная планировка площадки узла пуска-приема СОД выполняется с уклоном 0,002 в сторону приямка для сбора поверхностных вод.

Площадка под камерой пуска и приема СОД имеет твердое водонепроницаемое покрытие из бетона С25/30 марки по морозостойкости F250 толщиной 180 мм, армированное сеткой арматурной, уложенное на подготовку из бетона С8/10 толщиной 100 мм. По периметру площадка огорожена бортовым камнем высотой не менее 0,2 м. Уклон покрытия выполнен не менее 0,02 для стока жидкости к приемным приямкам Пм1.

Приямки (Пм1, ДК) выполнены размерами в плане 1,2x1,2 м глубиной 1,0 м из бетона С25/30, марки по морозостойкости F200, по водонепроницаемости W4.

Ограждение периметра узла пуска-приема СОД принято высотой 2,5м. В качестве основания ограждения принята труба Ø530мм, которая выполняет функции противоподкопного устройства.

В целях предотвращения опрокидывания ограждения от действия ветровой нагрузки, к трубе-основанию по всему периметру вкопаны в землю и приварены упоры из трубы Ø108x5 с шагом 1,5м.

Конструкция основания выполняется единым периметром, на участках угловых стыков трубы варить под углом. Сварные швы по ГОСТ 16037-80. Поверхности основания ограждения покрыть нормальной битумно-полимерной мастикой по битумной грунтовке толщиной не менее 100 мкм. Битумная грунтовка изготавливается из битума, растворенного в бензине в соотношении 1:2 по массе (битум марки БН90/10 по ГОСТ 6617-76).

Стойки ограждения выполнены из профильной трубы 82x80x4 с шагом 2,5м и приварены к трубе-основанию. Сварные швы по ГОСТ 16037-80.

Взам. инв. №										
							5334-19-ПЗ.АС			
Подпись и дата	Изм.	Колич.	Лист	№	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Утв.	Придников				09.21	Архитектурно-строительные решения	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.	Левченко				09.21		С	1	2
	Проверил	Коносевич				09.21		ОДО		
	Разраб.	Палаш				09.21		«Стройкомплекттехника»		

Заполнение ограждения выполнено из панелей заграждения типа "Махаон-стандарт" ДАБР.301739.001.

По верху всего периметра ограждения предусмотрено устройство защитного пояса из колючей проволоки АКЛ-500С.

Для входа в периметр защитного ограждения предусмотрена калитка шириной 1,5м.

Обрамление металлических панелей и стоек окрасить в соответствии с корпоративной символикой.

Для обслуживания камер пуска, приема СОД и задвижек применены площадки обслуживания ПМ. Конструкция площадок выполнена согласно серии 1075-12-КМ «Типовые технические проектные решения лестничных маршей» и ГОСТ 12.2.044-80.

Фундаменты под задвижки, камеры пуска и приема СОД, дренажную емкость конструктивно выполнены из бетона С16/20, марки по морозостойкости F100, по водонепроницаемости W4. В основании фундаментов выполнена подготовка из бетона С8/10 толщиной 100 мм. Низ фундаментов заложен ниже глубины сезонного промерзания грунтов.

Опоры под технологические трубопроводы, проложенные надземно, выполнены из бетона С16/20 марки по морозостойкости F100, по водонепроницаемости W4, со стальными скользящими опорами.

Колодцы КИП приняты заводского изготовления типа КТ 530. Монтаж колодцев выполняется согласно рекомендаций завода-изготовителя.

Для отвода атмосферных осадков (воды) вокруг колодцев КИП выполнена бетонная отмостка шириной не менее 0,7 м с уклоном от стенок колодца не менее 0,05, с обрамлением по периметру бортовым камнем.

Класс бетонных и железобетонных конструкций по условиям эксплуатации – ХС2.

Вертикальная гидроизоляция поверхности стен фундаментов соприкасающихся с грунтом, выполняется из битумно-полимерной мастики за 2 раза по предварительно огрунтованной поверхности толщиной не менее 3мм, руководствуясь ТКП 45-5.08-75-2007. Марка мастики МБПГ по СТБ 1262 "Мастики кровельные и гидроизоляционные".

Поверхность фундаментов, выступающую над землёй окрасить структурной акриловой краской СТ-40/10 серого цвета.

Сварку производить электродами Э50 по ГОСТ 9467-75*. Сопряжение всех металлических элементов обварить по контуру примыкания. Катеты сварных швов принять по наименьшей толщине свариваемых элементов.

Металлические конструкции и сварные швы защитить пентафталевой эмалью ПФ 115 (по ГОСТ 6464-76) за два раза, толщиной - 80 мкм, по грунтовке ГФ-021 (по ГОСТ 25129-82) толщиной - 80мкм. Общая толщина антикоррозионного покрытия - 160мкм.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.АС

Лист

2

6 ИНЖЕНЕРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СЕТИ И СИСТЕМЫ

6.1 ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

6.1.1 Общая часть

Раздел «Линейная часть магистрального трубопровода» разработан в составе строительного проекта: «МНПП 346-420, 426-474км. «Стальной Конь – Запад» уч. 42. (инв. 09001/1). КПП СОД на 401 км. Реконструкция» и выполнен на основании задания на проектирование, утвержденного главным инженером Унитарного производственного предприятия «Запад-Транснефтепродукт», с учетом технических условий и согласований заинтересованных организаций.

Объект строительства расположен в Речицком районе (KM428 трубопровода «Стальной Конь – Запад») и Гомельском районе (KM401 трубопровода «Стальной Конь – Запад») Гомельской области Республики Беларусь.

Разделом проекта «Линейная часть магистрального трубопровода» предусматриваются решения по устройству участков МНПП вне площадки проектируемого узла приема и запуска СОД на KM401 МНПП «Стальной Конь – Запад», восстановление нормативной глубины залегания трубопровода на участке KM400-401, демонтаж существующего узла приема и запуска СОД на KM428 МНПП «Стальной Конь – Запад» и устройство участка трубопровода в месте демонтируемого узла. Решения по устройству трубопроводов в пределах ограждения площадки узлов приема и запуска СОД предусмотрены разделом «Технологические решения».

6.1.2 Существующее положение

Существующий участок МНПП «Стальной Конь - Запад» уч. 42, технологический участок 8Н – 2М» введен в эксплуатацию в 1981г. Наружный диаметр существующего трубопровода – 530мм, толщина стенки 8 мм, материал трубы – сталь «14ХГС», «Ц», соответствующая классу прочности K52. Проектное давление на участке составляет 6,4 МПа. Пропускная способность – не менее 7,3 млн.т/год. Участок трубы в битумной изоляции усиленного типа.

В районе участка проектирования узла приема и запуска СОД на KM401 имеется узел линейной запорной арматуры (задвижка №42), а также тройник отвления трубопровода-отвода к НП «Гомель-3». По результатам обследования определено, что на 850-900м от узла линейной запорной арматуры в противоположную от перекачки сторону заглобление нефтепродуктопровода не соответствует требованиям нормативной документации и составляет менее 0,8м.

Взам. инв. №										
Подпись и дата							5334-19-ПЗ.Л			
	Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Утв.	Придников				09.21	Линейная часть магистрального трубопровода	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.	Левченко				09.21		С	1	18
	Проверил	Коршак				09.21		ОДО		
	Разраб.	Жамойть				09.21		«Стройкомплекттехника»		

6.1.3 Основные проектные решения

Проектные решения данного раздела приняты с целью обеспечения безаварийной работы нефтепродуктопровода на полный срок его эксплуатации, преодоления всех обозначенных препятствий без неблагоприятного воздействия на окружающую среду и сведения к минимуму стоимости строительно-монтажных работ. Решения, принятые при выполнении строительного проекта, соответствуют требованиям технических, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных нормативно-правовых актов, действующих на территории Республики Беларусь.

Разделом проекта предусматривается:

- подключение проектируемого узла приема запуска СОД к существующему МНПП, Пк9+80 – Пк10+83,4 (протяженность с учетом профиля трассы и длин отводов 104,6м); Пк11+98 – Пк13+10 (протяженность с учетом профиля трассы и длин отводов 113,6м)

- подключение трубопровода-отвода к НП «Гомель-3» к проектируемому участку МНПП на территории узла приема и запуска СОД Пк'0+09,3 – Пк'1+00,0 (протяженность с учетом профиля трассы и длин отводов 96,8м);

- восстановление нормативной глубины залегания трубопровода на участке КМ400-401 (Пк0+00 – Пк9+80) путем «подсадки» трубопровода с заменой изоляции;

- демонтаж выводимого из эксплуатации узла приема и запуска СОД на КМ428 с устройством в месте демонтируемого узла участка МНПП (Пк''0+00 – Пк''3+02);

- демонтаж участков существующего МНПП DN500 выводимых из эксплуатации.

Решения, предусмотренные разделом проекта, по строительству участков МНПП приняты с учетом параметров существующего трубопровода: диаметр – 530x8 мм и рабочее давление – до 6,3 МПа.

Раздел строительного проекта разработан в соответствии с требованиями:

- СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы»;

- СНиП III-42-80 «Магистральные трубопроводы»;

- ВСН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов.

Подводные переходы»

- ТКП 211-2010 (02140) «Линейно-кабельные сооружения электросвязи.

Правила проектирования»;

- РД-24.040.00-КТН-084-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования»

- РД-75.200.00-КТН-012-14 «Переходы магистральных трубопроводов через водные преграды. Нормы проектирования»

- РД-23.040.00-КТН-064-18 «Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной арматуры. Подключение участков магистрального трубопровода. Требования к организации и выполнению работ»;

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

Изм.	Колич.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.П

Лист

2

- РД-75.180.00-КТН-399-09 «Технология освобождения нефтепроводов от нефти и заполнения после окончания ремонтных работ»;
- РД-01.120.00-КТН-186-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Типовые цветовые решения для объектов и оборудования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»;
- РД-93.010.00-КТН-011-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительно-монтажные работы, выполняемые на линейной части магистральных трубопроводов»;
- РД-75.200.00-КТН-015-09 «Технология ремонта трубопроводов в местах недостаточной глубины залегания. Методика расчета технологических параметров заглубления трубопроводов»;
- СТБ ГОСТ Р 51164-2001 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия»;
- ОТГ-23.040.00-КТН-134-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 159 до 530 мм. Общие технические требования»;
- СТБ 1428-2003 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные трубопроводов и металлоконструкций. Радиографический метод»;
- ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»;
- постановление Совета Министров Республики Беларусь №584 от 11.04.1998 г. «Об утверждении Правил охраны магистральных трубопроводов»;
- постановление Совета Министров Республики Беларусь №1058 от 19.08.2006 г. «Об утверждении Правил охраны линий, сооружений связи и радиофикации в Республике Беларусь».

6.1.4 Классификация

Проектируемый участок МНПП для подключения оборудования на площадке узла приема и запуска СОД (КМ401), в соответствии со СНИП 2.05.06-85 относится к:

- III-му классу – по условному диаметру;
- I-й категории – на участках длиной 100м, примыкающих к площадке узлов приема и запуска СОД (п.14 таблицы 3 СНИП 2.05.06-85);
- II-й категории - при пересечении с нефтепроводами DN800, DN1000 ОАО «Гомельтранснефть Дружба», включая участки 100м по обе стороны от пересекаемой коммуникации (п.21 таблицы 3 СНИП 2.05.06-85);

Проектируемый участок МНПП на КМ428, в соответствии со СНИП 2.05.06-85 относится к:

- III-му классу – по условному диаметру;
- III-й категории - по назначению.

Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.Л

Лист

3

6.1.5 Технологическая схема производства работ

6.1.5.1 Строительство участка нефтепродуктопровода

Работы по строительству участков МНПП выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения коммуникаций УП «Запад-Транснефтепродукт» и ОАО «Гомельтранснефть Дружба» в зоне производства работ, обозначение вешками;

- геодезическая разбивка по трассе МНПП;

- подготовительные работы, связанные с вырубкой, технической рекультивацией, устройством временных проездов через коммуникации ОАО «Гомельтранснефть Дружба»;

- работы по защите коммуникаций ОАО «Гомельтранснефть Дружба»:

- разработка траншеи механизмами в месте производства работ;

- доработка грунтовой призмы вокруг коммуникаций вручную;

- устройство защитных футляров диаметром 100мм из трубы двустенной гофрированной из ПНД для кабельной канализации на кабелях технологической связи ОАО «Гомельтранснефть Дружба»;

- работы по строительству участков МНПП:

- доставка труб на строительную площадку и раскладка их на трассе нефтепродуктопровода;

- разработка траншеи механизмами;

- доработка грунта в месте пересечений с коммуникациями вручную;

- подчистка дна траншеи вручную;

- сварка одиночных труб в секции до укладки в траншею;

- очистка внутренней полости трубопровода;

- неразрушающий контроль сварных соединений и изоляционного покрытия рабочей плети;

- укладка трубопровода в траншею на проектную отметку;

- присыпка траншеи с подбивкой грунта;

- гидравлические испытания строящегося трубопровода на прочность и проверка на герметичность совместно с участками на проектируемой площадке камер запуска и приема СОД;

- остановка перекачки;

- вытеснение нефтепродукта из заменяемого участка магистрального нефтепродуктопровода (осуществляется силами УП «Запад-Транснефтепродукт»);

- вырезка «катушек» при отключении заменяемого участка (осуществляется силами УП «Запад-Транснефтепродукт»);

- герметизация внутренней полости магистрального нефтепродуктопровода перед сваркой (осуществляется силами УП «Запад-Транснефтепродукт»);

- подгонка нового трубопровода к основному;

- подключение (захлесточный стык на внешнем центраторе) нового участка к существующему нефтепродуктопроводу;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.Л

Лист

4

- заполнение участка магистрального трубопровода нефтепродуктом и ввод в эксплуатацию;
- окончательная засыпка траншеи;
- возврат растительного слоя грунта на полосу рекультивации;
- установка проектируемых опознавательных знаков.
- демонтажные работы (после ввода в эксплуатацию проектируемого участка:
 - снятие растительного слоя;
 - разработка траншеи для демонтажа выведенных из эксплуатации участков нефтепродуктопровода;
 - очистка внутренней полости демонтируемых участков МНПП (осуществляется силами УПП «Запад-Транснефтепродукт»);
 - устройство прямков для безогневой резки демонтируемого нефтепродуктопровода;
 - очистка трубопровода в местах реза от старого изоляционного покрытия;
 - демонтаж колодцев КИП;
 - демонтаж задвижки безогневым методом;
 - безогневая резка трубопровода на плети, длиной 100м;
 - подъем плетей демонтируемого трубопровода и укладка их на бровку траншеи;
 - резка трубопровода на секции, длиной 10м;
 - погрузка и транспортировка труб, задвижек, колодцев к месту складирования;
 - засыпка траншеи;
 - обратное нанесение плодородного грунта.

6.1.5.2 Восстановление глубины залегания нефтепродуктопровода

Разделом проекта предусматривается восстановление нормативного заглубления трубопровода с выполнением подкопа (далее «подсадка») в соответствии с РД-75.200.00-КТН-015-09. Выполнение «подсадки» предусматривается с одновременным выполнением замены изоляции на заглубляемом участке.

При выполнении «подсадки» предусматривается:

- уточнение положения МНПП с установкой вешек;
- разбивка оси МНПП с указанием фактической глубины залегания;
- снятие плодородного слоя почвы;
- сооружение временного проезда для техники;
- установка на МНПП ремонтных машин и страховочной опоры с резиноканевой прокладкой;
- разработка грунта под трубопроводом;
- поддержка и подъем вскрытого участка МНПП трубоукладчиками;
- установка опор заданной высоты под нефтепродуктопроводом;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.Л

Лист

5

- укладка трубопровода по мере непрерывного или циклического перемещения поддерживающих трубопровод трубоукладчиков на опоры заданной высоты;
- присыпка занявшего расчетное по глубине положение трубопровода с одновременной подбивкой грунта под трубопровод;
- окончательная засыпка траншеи;
- планировка грунта;
- обратное нанесение плодородного грунта.

6.1.6 Конструктивная характеристика

6.1.6.1 Трубы

Выбор труб для строительства участков нефтепродуктопровода выполнен на основании:

- характеристик климатических условий района строительства, приведенных в СНБ 2.04.02-2000 «Строительная климатология»;
- требований СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы»;
- общих технических требований ОТГ-23.040.00-КТН-134-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 159 до 530 мм».

Расчет толщины стенки трубопровода выполнен в соответствии и по методике СНиП 2.05.06-85. По данным расчета толщина стенки трубопровода составляет 7,17 мм для трубопровода I-й категории. Проектом принята толщина стенки трубы 8 мм, как толщина равная величине расчетного значения, округленного в большую сторону, к ближайшему по сортаменту значению.

Линейная часть нефтепродуктопровода запроектирована из сварных прямошовных труб класса прочности К56 диаметром 530мм, толщиной стенки 8мм отвечающие общим техническим требованиям ОТГ-23.040.00-КТН-134-15 «Трубы диаметром от 159 до 530 мм для магистральных и технологических нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» и соответствующие ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

Трубопровод-отвод к НП «Гомель-3» запроектирован из сварных прямошовных труб класса прочности К56 диаметром 325мм, толщиной стенки 8 мм, отвечающих ОТГ-23.040.00-КТН-134-15 «Трубы диаметром от 159 до 530 мм для магистральных и технологических нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» и соответствующих ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

Трубы предусмотрены с нанесенным в заводских условиях трехслойным изоляционным покрытием нормального исполнения, соответствующее типу 1 ОТГ-25.220.60-КТН-103-15 «Заводское полиэтиленовое покрытие труб».

Изоляция стыков труб с заводской изоляцией предусматривается манжетами термоусаживаемыми, соответствующих типу 1 общих технических требований ОТГ-25.220.01-КТН-200-14 «Антикоррозионное покрытие

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата	5334-19-ПЗ.Л	Лист 6

сварных стыков трубопроводов». Изоляция стыков футляра с заводской изоляцией предусматривается манжетами термоусаживаемыми, соответствующих типу 4 общих технических требований ОТТ-25.220.01-КТН-200-14.

Принятые проектом технические решения по изоляции отвечают требованиям СТБ ГОСТ Р 51164-2001 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

Технические характеристики и расчетные показатели по принятым для строительства трубам линейной части приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1

Механические характеристики стали Пределы: Прочности/текучности, МПа	Коэффициент надежности по материалу К 1 по СНИП 2.05.06-85	Категория участка по СНИП 2.05.06-85	Рабочее давление, МПа	Минимальный радиус упругого изгиба, м	Толщина стенки труб, мм	
					Расчетная толщина стенки, мм	Принятая, мм
Труба сварная 530x8,0-К56-1-1, P _{раб} ≤ 9,8 МПа, с АКП Тип 1 по ОТТ 25.220.60-КТН-103-15, ОТТ-23.040.00-КТН-134-15						
550/410	1,47	I	6,30	600	7,17	8,00

6.1.6.2 Фасонные изделия

Повороты трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскости обеспечиваются посредством естественного изгиба труб в пределах упругих деформаций и общей устойчивости при укладке в траншею с минимальным радиусом упругого изгиба не менее $R=1000DN$. В местах, где выполнить повороты трубопровода с применением естественного упругого изгиба невозможно разделом проекта предусматривается применение отводов гнутых заводского изготовления, соответствующих общим техническим требованиям ОТТ-23.040.00-КТН-105-14 «Соединительные детали диаметром от 530 до 1220 мм» с заводским защитным антикоррозионным покрытием, соответствующим ОТТ-25.220.01-КТН-113-14. «Антикоррозионное покрытие для защиты подземных трубопроводов и оборудования». Отводы гнутые приняты с унифицированным радиусом поворота $R=5DN$ (из условия прохождения СОД).

Для устройства участка трубопровода-отвода к НП «Гомель-3» предусмотрено применение отводов крутоизогнутых с унифицированным радиусом поворота $R=1,5DN$ (ввиду того, что проектируемый участок не предполагает прохождение СОД).

6.1.6.3 Запорная арматура

В границах раздела проекта «Линейная часть магистрального нефтепродуктопровода» установка дополнительной запорной арматуры не предусматривается.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	5334-19-ПЗ.П	Лист 7

6.1.6.4 Пересечение с коммуникациями

Технические решения по пересечению трассы нефтепродуктопровода с действующими коммуникациями приняты в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85 и техническими условиями сторонних организаций (владельцев коммуникаций).

При пересечении с существующим магистральным нефтепроводом заглубление проектируемого магистрального нефтепродуктопровода определено из условия обеспечения нормативного расстояния в свету не менее 0,8м (по техническим условиям ОАО Гомельтранснефть Дружба»). Пересечения выполняются под углом не менее 60°.

При пересечении с существующими кабельными линиями связи заглубление проектируемого магистрального нефтепродуктопровода определено из условия обеспечения нормативного расстояния в свету не менее 0,5 м. Существующие кабели связи в местах производства работ «открытым» способом заключаются в футляр из разрезанной гофрированной двустенной трубы из ПНД для кабельной канализации, скрепленной хомутами через каждые 0,5 м и подвешиваются для защиты от повреждений.

Места пересечения с существующими коммуникациями уточнить дополнительно. При обнаружении на месте работ подземных коммуникации и сооружений, не значащихся в проектной документации, строительные работы должны быть приостановлены, приняты меры по обеспечению сохранности этих коммуникаций и сооружений, выявлению эксплуатирующей их организации и вызову ее представителя на место производства работы.

Ведомость пересечений проектируемого участка МНПП с коммуникациями приведена на рабочих чертежах комплекта 5334-19-Л.

6.1.6.5 Защита коммуникаций ОАО «Гомельтранснефть Дружба»

В месте пересечения кабелей связи ОАО «Гомельтранснефть Дружба» предусмотрено подвешивание в футляре существующих кабелей технологической связи на расстояние не менее 2,0 в каждую сторону от пересечения.

Устройство футляров для кабелей технологической связи ОАО «Гомельтранснефть Дружба» предусмотрено из трубы двустенной гофрированной из ПНД для кабельной канализации наружным диаметром 110мм (ТУ2248-015-47022248-2006 или аналог).

Пересечение МНПП с коридором коммуникаций ОАО «Гомельтранснефть Дружба» дополнительно обозначается сигнальной лентой, укладываемой на 0,2м выше образующей проектируемого трубопровода.

6.1.7 Общие положения при производстве работ

6.1.7.1 Земляные работы

При производстве земляных работ и укладке магистрального нефтепродуктопровода в траншею следует выполнять требования действующих нормативных документов - СНиП 2.05.06-85, СНиП III-42-80 и

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

РД 93.010.00-КТН-114-07 «Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительного монтажных работ».

При укладке трубопровода в траншею должно обеспечиваться:

- правильная установка трубоукладчиков;
- укладку трубопровода следует осуществлять плавно, без рывков;
- минимально необходимая для производства работ высота подъёма трубопровода;
- сохранность изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи;
- проектное положение трубопровода.

Выполнение земляных работ в охранной зоне трубопроводов

Настоящим разделом проекта предусмотрена подземная укладка нефтепродуктопровода с заглублением до верхней образующей трубопровода согласно отметок профиля (см. комплект 5334-19-Л), но не менее 1,0м от поверхности земли при прокладке по пахотным и землям сельскохозяйственного назначения и не менее 0,8м при прокладке по иным угольям.

Размеры и профили траншеи приняты в зависимости от физико-механических характеристик грунтов и способов их разработки в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85, СНиП III-42-80 и РД 93.010.00-КТН-114-07.

Ширина траншеи по дну для проектируемого нефтепродуктопровода принята 1,2 м. В местах производства сварочных работ на внешнем центраторе (захлесточные стыки, углы поворота с применением отводов гнутых) ширина траншеи по дну принята 2,5 м. В местах пересечений с существующими магистральными нефтепроводами, в плане на длине 5-ти метров от пересечения проектом предусматривается расширение траншеи, размер которой должен достигать двукратной величины по отношению к прямолинейным участкам с добавлением условного диаметра проектируемого трубопровода. Разработка траншеи производится вручную на расстоянии не менее 2,0 м в каждую сторону от пересекаемой коммуникации.

Для выполнения захлесточных стыков проектом предусматривается устройство на месте производства работ котлована, а на месте соединения труб (стыка) – приемка. Размеры котлована по длине – 2,0 м в обе стороны от стыка, по ширине – 2,0 м в обе стороны от боковых образующих трубы. Размеры приемка по длине – 0,5 м в обе стороны от стыка, по ширине - 1,0 м в обе стороны от боковых образующих трубы, по глубине – 0,7 м от нижней образующей трубы. Разработка траншеи на расстоянии 60 м в сторону от места захлеста.

Работы на магистральных трубопроводах без снижения давления до 2,5МПа не допускаются.

В местах пересечения МНПП с другими подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки и не менее 1 м над верхом коммуникации.

Обратную засыпку траншеи с учетом осадки грунта следует выполнять с запасом с устройством земляного валика над трубопроводом.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.Л

Лист

9

6.1.7.2 Поддержка и укладка трубопровода

Заглубление нефтепродуктопровода выполняется с поддержкой и подъемом, обеспечивающими естественную линию упругого изгиба.

Начало поднимаемого участка МНПП должно находиться не ближе 40 м от узла линейной задвижки.

Для обеспечения заданной глубины залегания предусматривается укладка подсаживаемого трубопровода на опоры из мешков, наполненных песком крупнозернистым. Использование мешков предусматривается по ГОСТ 30090-93 из негниющих материалов. Расстояние между опорами принято не более 4 м.

6.1.7.3 Обозначение трубопровода на местности

В соответствии с «Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 11 апреля 1998 г. №584 «Об утверждении Правил охраны магистральных трубопроводов» и требованием СНиП 2.05.06-85 п. 4.11 для закрепления трассы магистрального нефтепродуктопровода на местности предусматривается установка опознавательных знаков высотой 1,8 м с информационной табличкой.

Расстановка знаков проектируемых участка магистрального нефтепродуктопровода предусмотрена в соответствии с требованиями РД-01.120.00-КТН-186-16 «Типовые цветовые решения для объектов и оборудования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

Расстановка знаков предусмотрена:

- через каждые 1000 м – километровый опознавательный знак в соответствии с рисунками Ж.4, Ж.5 РД-01.120.00-КТН-186-16;

- через 500 м после опознавательного километрового знака – знак «Охранная зона» в соответствии с рисунком Ж.16 РД-01.120.00-КТН-186-16;

- на углах поворота трубопровода щит указатель с опознавательным знаком «Указатель поворота» в соответствии с рисунком Ж.6 РД-01.120.00-КТН-186-16 совместно с указателем «Охранная зона»;

- на пересечении с коммуникациями ОАО «Гомельтранснефть Дружба» на расстоянии по 50 м в каждую сторону от пересечения опознавательный знак «Огнеопасно. Высокое давление. Землю не копать» в соответствии с рисунком Е.11 РД-01.120.00-КТН-186-16;

- в местах пересечения с коммуникациями опознавательный знак «Пересечение коммуникаций» в соответствии с рисунком Ж.7 РД-01.120.00-КТН-186-16;

- в местах пересечения с кабелем связи ОАО «Гомельтранснефть Дружба» опознавательный знак «Охранная зона кабеля связи»;

Согласно требований РД-24.040.00-КТН-084-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования» и ОР-19.100.00-КТН-020-10 «Внутритрубная диагностика магистральных нефтепроводов» проектом предусмотрено устройство двух маркерных пунктов, располагаемых на приеме и выходе трубопровода с узла приема и запуска СОД. Места установки

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.Л

Лист

10

6.1.7.5 Вытеснение нефтепродукта из демонтируемого трубопровода

Работы по вытеснению нефтепродукта из демонтируемого участка нефтепродуктопровода, врезке «катушек» при подключении нового участка нефтепродуктопровода, и работы по герметизации внутреннего пространства существующего нефтепродуктопровода при сварке выполняются силами Заказчика.

6.1.7.6 Монтаж и сварка

При производстве сварочно-монтажных работ должны соблюдаться требования следующих нормативно-технических документов:

- СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы»;
- СНиП III-42-80 «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ»;
- РД-93.010.00-КТН-114-07 «Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительно-монтажных работ» с изменением 2;
- РД-25.160.00-КТН-037-14 «Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов» с изменением 3;
- РД-23.040.00-КТН-064-18 «Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей»;
- Правил по охране труда при выполнении строительных работ утвержденных Постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь и Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 31.05.2019 № 24/33.

Трубы и секции должны раскладываться на строительной полосе на лежках, обеспечивающих сохранность изоляционного покрытия, целостность труб (секций), а также исключаящих их загрязнение, скатывание или сползание. При сборке труб (секций) в плетть должны применяться инвентарные монтажные опоры. Запрещается при сборке стыков труб (секций) в качестве монтажных опор применять грунтовые или снежные призмы.

Сборка кольцевых стыков трубопровода производится на внутреннем центраторе в соответствии с РД-25.160.00-КТН-037-14 изм.3. Сборка на внутреннем центраторе стыков труб с заводской разделкой кромок следует осуществлять без прихваток. В случае возникновения необходимости в установке прихваток, то они должны быть полностью удалены в процессе сварки корневого слоя шва механическим способом. При сборке стыков труб заводские продольные или спиральные швы следует смещать относительно друг друга не менее чем на 75 мм при диаметре труб до 530 мм включительно

В местах замыкания технологического разрыва (захлесточные стыки) а также в местах установки отводов гнутых заводского изготовления сварка труб магистрального нефтепродуктопровода предусмотрена на внешнем центраторе. Замыкание технологических разрывов предусматривается путем вварки «катушки». Длина катушки принимается не менее 250мм, в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85

Перед монтажом и сваркой трубопровода следует произвести визуальный контроль поверхности труб, соединительных деталей на

Инв. № подл.	Взам. инв. №
	Подпись и дата

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.П

Лист

12

отсутствие повреждений. При наличии дефектов (повреждений), превышающих допустимые нормы, материалы должны отбраковываться.

Все поступающие для производства работ сварочные материалы подвергаются количественному и качественному контролю и должны соответствовать требованиям ОТТ-25.160.00-КТН-219-09 «Требования к сварочному оборудованию и сварочным материалам, применяемым на объектах ОАО «АК «Транснефть». Общие технические требования».

6.1.7.7 Контроль качества сварных стыков

Контроль стыков производится в соответствии с требованиями следующих нормативно-технических документов:

- СНиП III 42-80 «Магистральные трубопроводы»;
- РД-25.160.00-КТН-037-14 «Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов» с изменением 3;
- РД-25.160.10-КТН-016-15 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов»;
- СТБ 1428-2003 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные трубопроводов и металлоконструкций. Радиографический метод»;
- ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»

После сварки трубопровода проектом предусмотрен 100% радиографический и 100% ультразвуковой контроль сварных стыков трубопровода. Все сварные стыки подлежат визуальному и измерительному контролю. Кроме этого в местах выполнения захлесточных стыков разделом проекта предусматривается дублирующий контроль сварных стыков радиографическим методом.

Визуальный и измерительный контроль предназначены для проверки соответствия геометрических параметров сварного соединения требованиям нормативных документов, а также для обнаружения поверхностных и сквозных дефектов сварных соединений.

Радиографический контроль проводится для выявления внутренних и выходящих на поверхность дефектов сварного соединения. Радиографический метод должен осуществляться с использованием рентгеновских аппаратов или источников радиоактивного излучения и соответствовать требованиям СТБ 1428-2003.

Ультразвуковой контроль проводится для выявления внутренних и выходящих на поверхность протяженных и не протяженных дефектов сварных соединений. Сварное соединение допускается к приведению ультразвукового контроля при наличии заключения о годности данного сварного соединения по результатам визуального и инструментального контроля. Ультразвуковой контроль должен выполняться с требованиями ГОСТ 14782-86.

Контроль должен осуществляться при помощи передвижных лабораторий персоналом, имеющим соответствующую квалификацию и разрешение на этот вид контроля.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	5334-19-ПЗ.Л	Лист 13

Результаты проверки стыков физическими методами контроля необходимо оформлять в виде заключений в соответствии с РД-25.160.10-КТН-016-15. Результаты контроля сварных стыков подлежат оцифровке, а сами сварные стыки после укладки трубопровода привязываются к существующей географической системе координат.

6.1.7.8 Очистка полости

Полость трубопровода до проведения испытания должна быть очищена от окалины и шлака, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопровода грунта, воды и различных предметов.

Очистка полости трубопровода производится протягиванием в технологическом потоке сварочно-монтажных работ, в процессе сборки и сварки отдельных труб и секций в нитку нефтепродуктопровода. При протягивании используется внутренний центратор, конструктивно объединённый с внутритрубным устройством.

После укладки трубопровода на проектные отметки и присыпки землей, перед гидравлическими испытаниями разделом проекта предусмотрена промывка с пропуском поршней разделителей. Пропуск поршней при промывке осуществляется под давлением воды, закачиваемой для гидравлических испытаний. Впереди поршней для размыва загрязнений закачивается вода в объеме 15% объема полости очищаемого нефтепродуктопровода.

6.1.7.9 Гидравлические испытания

Работы по гидравлическому испытанию трубопровода выполнить в соответствии со следующими документами:

- СНиП III-42-80 «Магистральные трубопроводы»;
- ТКП 45-1.03-44-2006 «Безопасность труда в строительстве.

Строительное производство»;

- ТКП 45-1.03-40-2006 «Безопасность труда в строительстве. Общие требования».

- РД-23.040.00-КТН-021-14 «Испытания линейной части магистральных трубопроводов. Основные положения»;

- ОР-19.000.00-КТН-075-16 «Порядок очистки, гидроиспытаний и внутритрубного диагностирования трубопроводов после завершения строительно-монтажных работ».

Участок МНПП, подготовленный к проведению испытаний, должен быть ограничен сферическими заглушками, с гарантированным давлением испытания не менее испытательного давления трубопровода в месте установки заглушки.

При проведении испытаний для измерения давления должны применяться поверенные опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1, с предельной шкалой на давление около $4/3$ от испытательного.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.Л

Лист

14

Измерение параметров при проведении испытаний трубопроводов должно проводиться дистанционно, для снятия показаний с показывающего манометра необходимо использовать оптические средства, вынесенные за пределы опасной зоны магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода). Кратность увеличения применяемых оптических приборов должна быть не менее 25.

Запорная арматура и временные трубопроводы для подключения опрессовочных агрегатов и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты испытанию на прочность при давлении 1,25 Р_{исп. агр.} в течение 6 ч. Трубопроводы для подключения наполнительных агрегатов должны испытываться на величину 1,25 давления воды в точке закачки испытательной жидкости.

Осмотр трассы разрешается производить только после испытания трубопровода на прочность и снижения испытательного давления до рабочего с целью проверки трубопровода на герметичность.

Проектируемые линейные участки на КМ401 МНПП для подключения проектируемого узла приема и запуска СОД ввиду малой протяженности испытываются совместно с трубопроводами обвязки в пределах ограждения проектируемого узла приема и запуска СОД (см. комплект 5334-19-ТХ). Испытания трубопровода предусматриваются в 2 этапа:

- 1-й этап – гидроиспытания участков трубопровода, после укладки дюкера в траншею:

- давление испытаний на прочность для трубопровода составляет Р_{исп.пр.} = Р_{зав.} в нижней точке и не менее Р_{исп.пр.}=1,5хР_{раб.} = 9,5МПа в верхней точке в течение 24 часов;

- давление испытаний на герметичность составляет Р_{исп.герм.}=Р_{раб.} В течение времени необходимого для осмотра рабочей плети, но не менее 12 часов.

- 2-й этап – гидроиспытания одновременно с прилегающими участками:

- давление испытаний на прочность составляет Р_{исп.пр.} = Р_{зав.} в нижней точке и не менее Р_{исп.пр.}=1,25хР_{раб.} = 8,0МПа в верхней точке в течение 24 часов;

- давление испытаний на герметичность составляет Р_{исп.герм.}=Р_{раб.} В течение времени необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов.

Проектируемый участок МНПП на КМ428 на месте демонтируемого узла приема и запуска СОД предусматривается испытывать в один этап, при этом:

- давление испытаний на прочность составляет Р_{исп.пр.}=Р_{зав.}, но не менее 1,1хР_{раб.}= 7,0МПа в верхней точке в течение 24 часов;

- давление испытаний на герметичность составляет Р_{исп.герм.}=Р_{раб.} В течение времени необходимого для осмотра рабочей плети, но не менее 12 часов.

Участок МН (МНПП) считается выдержавшим испытание, если за время испытания на прочность и герметичность не произошло падения давления, утечки не обнаружены.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.П

Лист

15

Общий объем воды для гидроиспытаний и промывки трубопроводов линейной части составляет $V=60 \text{ м}^3$.

6.1.7.10 Удаление воды и продувка

После проведения гидравлических испытаний трубопровод подлежит продувке для вытеснения воды и осушки полости. Проведение продувки должно быть выполнено в соответствии с требованиями ОР-19.000.00-КТН-075-16.

Проектом предусмотрена продувка в два этапа:

- предварительный – удаление основного объема воды с пропуском одного поршня;
- контрольный – окончательное удаление воды из трубопровода с пропуском одного поршня.

Пропуск поршня осуществляется под давлением сжатого воздуха. Скорость хода поршня в процессе удаления воды должна быть в пределах от 5 до 10 км/ч.

Осушка трубопровода-отвода к НП «Гомель-3» выполняется только продувкой, без пропуска поршней.

После вытеснения воды производится осушка полости нефтепродуктопровода до степени влажности 50%-60% при температуре воздуха 15-25°C. Замер влажности следует производить через регулярные промежутки времени в соответствии с ГОСТ ИСО 8573-3.

Вытесненная вода после гидроиспытаний вывозится на существующие очистные сооружения.

6.1.7.11 Профилеметрия

После окончания СМР, для обеспечения контроля геометрических параметров построенного участка линейной части трубопровода на 428 км необходимо выполнить профилеметрию в соответствии с требованиями ОР-19.000.00-КТН-075-16 и РД-19.100.00-КТН-266-14.

Подготовка к проведению профилеметрии построенного участка линейной части трубопровода проводится генподрядной строительной организацией.

Все работы по профилеметрии построенного участка трубопровода должны осуществляться на основании разработанной генподрядной строительной организацией согласованной с АО «Транснефть-Диаскан» и утвержденной заказчиком Инструкции по профилеметрии смонтированного участка МНПП.

Перед началом профилеметрии выполнить очистку полости трубопровода водой с использованием не менее 2-х скребков. Объем воды для очистки трубопровода составляет $V=60 \text{ м}^3$. Вода после очистки поступает во временный амбар, смонтированный на ПК"3+00 трубопровода.

Профилеметрию построенного участка трубопровода предусматривается выполнять пневматическим способом (под давлением сжатого воздуха) с ПК"0+00 до ПК"3+0. Длина участка составляет $L=300 \text{ м}$.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.Л

Лист

16

Профилеметрию пневматическим способом предусматривается проводить с помощью передвижной компрессорной установки производительностью 16 м³/мин, давлением 9,8 МПа.

6.1.8 Защита коммуникаций ОАО «Гомельтранснефть Дружба»

6.1.8.1 Футляр на кабель технологической связи

Устройство футляров для кабелей технологической связи ОАО «Гомельтранснефть Дружба» предусмотрено в месте пересечения с проектируемым нефтепродуктопроводом для защиты от повреждения и провиса при выполнении СМР на расстояние 2 м в каждую сторону от пересечения (см. комплект чертежей 5334-19-Л).

6.1.9 Противопожарные мероприятия по разделу «Линейная часть магистрального трубопровода»

Решения по разделу «Линейная часть магистрального трубопровода» приняты в соответствии с требованиями действующей нормативной документации.

Разделом проекта предусмотрен монтаж труб с заводской изоляцией. Углы поворота трассы выполняются отводами заводского изготовления с нанесенным в заводских условиях изоляционным покрытием.

Все изделия и материалы применяемые при реконструкции объекта должны иметь разрешение Госпромнадзора МЧС РБ, либо иметь сертификат соответствия соответствующего технического регламента Таможенного союза.

Все изделия и материалы должны быть подвергнуты входному контролю качества.

Изоляция стыков трубопровода предусмотрена термоусаживаемыми манжетами, соответствующих СТБ ГОСТ Р 51164-2001 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

Для контроля качества строительно-монтажных работ разделом проекта предусматривается проведение гидравлических испытаний на прочность и проверка на герметичность. Для контроля качества сварных соединений предусмотрен визуальный и измерительный контроль сварных соединений, а также 200% контроль неразрушающими методами (100% контроль радиографическим методом и 100% контроль ультразвуковым методом). Кроме этого предусмотрен дублирующий контроль гарантийных сварных стыков. Методы контроля должны отвечать требованиям нормативной документации.

При проведении огневых работ на объекте ответственность за пожарную безопасность возлагается на руководителя работ или представителя от владельца объекта (по согласованию), что фиксируется в наряде-допуске.

Место проведения огневых работ должно быть обеспечено первичными средствами пожаротушения, указанными в наряде-допуске, но не менее двух огнетушителей по 10 л. Виды и количество первичных средств пожаротушения определяются лицом, ответственным за подготовку огневых работ.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.Л

Лист

17

В период проведения огневых работ в котлованах должен быть организован контроль за состоянием воздушной среды:

- периодически, если это предусмотрено нарядом-допуском;
- после установленных перерывов в работе;
- при появлении на месте проведения огневых работ признаков загазованности, запыленности.

Организацию и проведение временных огневых работ необходимо выполнять в соответствии с требованиями ОР-13.100.00-КТН-082-18 «Порядок организации огневых, газоопасных, ремонтных и других работ повышенной опасности на объектах организаций системы «Транснефть».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					5334-19-ПЗ.Л	Лист
								18
Изм.	Коллич	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Дренажные кабели проложить подземно на глубину не менее 0,7 м. Кабели в траншее проложить в защитной трубе ДКС-50, с использованием сигнальной ленты. Сигнальная лента прокладывается в траншее над трубой ДКС-50 на высоте 250 мм от ее внешнего покрытия. В местах пересечения кабелей ЭХЗ с трубопроводами кабели ЭХЗ проложить в защитной трубе ДКС-50, под пересекаемым трубопроводами, в свету не менее 0,35 м от нижней образующей трубы.

Расчет параметров УКЗ выполнен по методике, изложенной в разделах 8-10 РД-91.020.00-КТН-170-17 «Электрохимическая защита объектов магистрального трубопровода», с учетом результатов комплексного обследования реконструируемого участка МНПП, предоставленного Заказчиком.

Исходные данные для расчета:

- диаметр трубопровода, $D_T=0,530$ м;
- толщина стенки трубопровода, $\delta_T=8$ мм;
- удельное сопротивление стали трубы $\rho_T=0,245$ Ом·мм²/м;
- среднее удельное сопротивление грунта $\rho_r=980$ Ом·м
- сопротивление изоляции $R_{из}=1 \cdot 10^5$ Ом·м²;
- глубина залегания (до оси) трубопровода, $H_T=1,25$ м;
- срок службы проектируемой УКЗ $T=20$ лет;
- коэффициент изменения сопротивления изоляции во времени $\gamma=0,08$ год⁻¹;
- естественный потенциал трубопровода $U_E =$ минус 0,55 В;
- минимальный защитный потенциал $U_{змин} =$ минус 0,90 В;
- максимальный защитный потенциал $U_{змак} =$ минус 3,5 В.

Таблица 1 - Результаты расчета

Наименование параметра	Ед. изм.	Обозначение	Величина
Продольное сопротивление единицы длины трубопровода	Ом	R_T	5,61E-05
Сопротивление длины изоляции к концу нормативного срока службы УКЗ	Ом/м	$R_{из}(\tau_{из})$	12131,7
Тоже в среднем за нормативный срок службы УКЗ	Ом/м	$R_{из.ср}$	43597,4
Среднее значение входного сопротивления трубопровода за нормативный срок эксплуатации катодных установок	Ом·м	$Z_{ср}$	0,782
Среднее значение входного сопротивления трубопровода к концу нормативного срока эксплуатации	Ом·м	$Z_{к}$	0,412
Постоянное распределение токов и потенциалов вдоль трубопровода к концу нормативного срока эксплуатации катодных установок	м ⁻¹	a	6,8E-05

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

5334-19-ПЗ.ЭХЗ

Лист

2

Изм. Кол. Лист № док. Подпись Дата

Коэффициент взаимного влияния УКЗ		K_B	0,55
Протяженность зоны защиты трубопровода одной УКЗ к концу нормативного срока эксплуатации	м	$I_{укз}$	11632
Среднее значение силы тока нагрузки УКЗ	А	$I_{др.ср}$	0,79
Сопротивление растеканию с одиночного вертикального электрода	Ом	$R_{1в}$	1,65
Коэффициент экранирования электродов анодного заземления		$\eta_э$	0,7
Число электродов анодного заземления	шт.	$n_{прин.}$	6
Сопротивление растеканию тока с анодного заземления, с учетом принятого количества электродов	Ом	$R_{ав}$	0,39
Выбранное сечение дренажного провода	мм ²	$S_{пр}$	35
Сопротивление дренажной линии	Ом	$R_{пр}$	0,082857
Среднее значение напряжения на выходных контактах СКЗ	В	$\Delta E_{ср}$	3
Средняя величина мощности, потребляемой СКЗ	Вт	$P_{скз}$	2,4
Срок службы анодного заземления, установленного в грунт	лет	τ	30

Защита подземных емкостей, расположенных внутри площадки пуска-приема СОД выполняется путем укладки ПАЗ вокруг подземных емкостей.

6.2.2 Расстановка КИП

Расстановка КИП по трассе реконструируемого участка МНПП выполнена согласно требований раздела 14 РД-91.020.00-КТН-170-17 «Электрохимическая защита объектов магистрального трубопровода».

КИП устанавливаются:

- на расстоянии 5 м от точки дренажа средств ЭХЗ;
- в местах пересечения реконструируемого участка МНПП с магистральными нефтепроводами (МН) и кабелями связи (КС);

КИП устанавливается над осью трубопровода со смещением от него не далее 0,2 м.

Все КИП оборудуются стационарным МЭС.

КИП в местах пересечения с МН и КС оснащаются БСЗ.

КИП-АЗ должен быть оснащен устройством контроля тока по каждому блоку с возможностью измерения на шунте.

6.2.3 Катодная поляризация трубопровода

Контроль качества изоляции участка магистрального нефтепродуктопровода методом катодной поляризации производится после завершения строительного-монтажных работ и приемки изоляционных работ на участке МППН до принятия испытываемого участка в эксплуатацию.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.ЭХЗ

Лист

3

Согласно требований РД-29.035.00-КТН-080-10 «Инструкция по контролю состояния изоляции магистральных нефтепроводов методом катодной поляризации» работы по контролю качества изоляции законченного строительством участка МНПП выполняются по проекту производства работ (ППР). ППР разрабатывается подрядной строительной организацией в соответствии с ОР-91.010.30-КТН-111-12.

Контроль состояния изоляционного покрытия законченного реконструкцией участка трубопровода методом катодной поляризации осуществляют не раньше, чем произошло естественное уплотнение грунта после засыпки траншеи. Это время должно быть не менее двух недель. Уплотненность грунта оценивается визуально, при проведении шурфования (по отсутствию пустот, комьев снега и льда в радиусе 0,3 м от стенки трубопровода).

Сопротивление изоляции на законченном строительством, реконструированных или капитально отремонтированных участках МН должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 51164 (таблица 1).

Таблица 2 - Сопротивление изоляции на законченном строительством участках трубопровода

Тип покрытия	Нормативное сопротивление изоляции, Ом·м ²
Трех и двухслойное полимерное покрытие усиленного типа на основе терморезистивных смол и полиолефина; покрытие усиленного типа на основе термоусаживающихся материалов	3·10 ⁵
Все остальные покрытия усиленного типа, кроме мастичных и полимерно-битумных	10 ⁵
Мастичные и полимерно-битумные покрытия усиленного типа и все покрытия нормального типа	5·10 ⁴

Для контроля качества изоляции вновь построенных, реконструированных и капитально отремонтированных участков нефтепровода методом катодной поляризации приказом Заказчика назначается рабочая группа в составе:

- инженера отдела главного энергетика;
- мастера группы ВЛ и ЭХЗ ПС (ЛПДС);
- представителя организации, осуществляющей строительство;
- представителя технадзора.

По результатам контроля (положительного или отрицательного) составляется «Акт оценки состояния покрытия» с приложением к акту оценки состояния покрытия, который подписывается специалистами рабочей группы и утверждается главным инженером УП «Запад-Транснефтепродукт». К акту оценки состояния покрытия должны быть приложены данные самописцев в графическом виде и в электронном виде в формате разработки на CD дисках.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

В случае неудовлетворительных результатов оценки состояния изоляции участка МНПП трубопровод считается не выдержавшим испытания. Подключение и ввод участка трубопровода в эксплуатацию запрещается.

В этом случае необходимо определить места повреждения изоляции трубопровода, отремонтировать изоляцию и повторить контроль.

Поиск и устранение повреждений изоляционного покрытия должны проводиться за счет подрядной организации, осуществляющей строительство.

Если повторный контроль изоляции участка трубопровода методом катодной поляризации показал неудовлетворительное состояние его изоляции, производится пропуск по участку трубопровода ультразвуковых приборов WM, CD.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					5334-19-ПЗ.ЭХЗ	Лист
			Изм.	Коллич	Лист	№ док.		

6.3 ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СИЛОВОЕ

6.3.1 Общая часть

Данный раздел проекта выполнен в соответствии с архитектурно-строительной и технологической частями проекта и в соответствии с нормами и правилами:

- ПУЭ "Правила устройства электроустановок";
- СНиП 3.05.06- 85 "Электротехнические устройства";
- ТКП 339-2011 Электроустановки на напряжение до 750 кВ;
- СТП 09110.21.182-07 «Железобетонные опоры для воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ с покрытыми проводами (ВЛП-10). Технические требования»;
- РД-29.240.99-КТН-287-19 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вдольтрассовые ВЛ 6(10) кВ. Нормы проектирования".

6.3.2 Характеристика источников электроснабжения

В соответствии с Техническими условиями источником электроснабжения являются – существующая линия ВЛ-10кВ.

В соответствии с РД-75.180.00-КТН-106-18 «Нормы проектирования узлов пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» технические решения по электроснабжению оборудования узла пуска/приема СОД приняты с I категорией надежности электроснабжения по ПУЭ и с учетом допустимого времени перерыва электроснабжения, равным времени АВР.

Первая категория надежности по электроснабжению выполняется путем установки в проектируемом блок-боксе щита автоматического ввода резерва ЩАВР, который обеспечивает включение резервного питания.

Внешние сети электроснабжения выполняются воздушными линиями от существующих до проектируемых опор проводом самонесущим с защитной изоляцией из сшитого полиэтилена СИП-3, подвешенным на железобетонных опорах. На площадке запуска/приема устанавливается комплектная трансформаторная подстанция наружной установки КТПн-63-10/0,4 с трансформатором мощностью 63кВа.

Кабельные линии от КТПн до оборудования блок-боксов ПКУ выполняется кабелем бронированным с медными жилами типа ВБбШВнг(А), проложенным в траншее на глубине 0,7 м с защитой трубой ДКС на всем протяжении.

Взам. инв. №										
	Подпись и дата									
Инв. № подл.							5334-19-ПЗ.ЭМ			
	Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата				
	Утв.		Придников			09.21	Электробоудование силовое	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.		Левченко			09.21		С	1	4
	Проверил		Макаренко			09.21		ОДО «Стройкомплекттехника»		
Разраб.		Макаренко			09.21					

Распределительная сеть в помещении ПКУ выполняется кабелями ВВГнг(А) и КВВГнг(А).

Аппаратура, устанавливаемая во взрывоопасных зонах, принята во взрывозащищенном исполнении.

6.3.4 Наружное освещение

Наружное освещение проектируемой площадки узлов пуска/приема СОД предусматривается напряжением 220В, 50Гц, прожекторами на светодиодах, установленными на проектируемых прожекторных мачтах типа ПМС 24,0А.

Кабельная линия к прожекторным мачтам выполняется кабелем бронированным типа ВББШвнг(А) сеч. 3х1,5 мм, проложенным в траншее на глубине 0,7 м с защитой трубой ДКС и по кабельной эстакаде в лотке. Кабель к мачте освещения на расстоянии 10 м от мачты прокладывается в оцинкованной трубе ВГП в траншее.

Управление наружным освещением предусматривается:

- местное от контактора КМ, установленного в помещении блок-бокса;
- автоматическое при замыкании контакта блока-реле прибора охранной сигнализации в случае нарушения системы охраны периметра площадки СОД.

Броня силового кабеля на обоих концах заземляется перемычками из гибкого медного провода марки ПуГВ 1х6 мм².

6.3.5 Охранное освещение периметра

Раздел выполнен на основании задания на проектирование ТЗ-75.180.20-ЗТНП-031-18", выданного заказчиком и в соответствии с требованиями:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- РД 28/3.010-2001. «Технические средства и системы охраны. Системы охранной сигнализации. Состав, порядок разработки, согласования и утверждения проектной документации»;
- ТКП 627-2018 «Охрана объектов. Требования по применению технических средств систем охраны»;
- ТКП 490-2013 «Системы охранной сигнализации. Правила производства и приемки работ».

Наружное охранное освещение напряжением 380/220В, 50Гц узла пуска-приема площадок СОД предусматривается прожекторами на светодиодах, установленных на проектируемых металлических опорах высотой 5м, расположенных по периметру снаружи ограждения площадок пуска-приема СОД.

Освещенность охранной полосы принята не менее 10 лк.

Установленная мощность охранного освещения составляет $P_{\Sigma}=0,48\text{кВт}$.

Управление охраным освещением осуществляется из существующего блок-бокса ПКУ кнопками пускателя КМо и в автоматическом режиме от контактов охранной сигнализации.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Светильники подключаются гибким кабелем марки КГ, проложенным внутри опоры через коробку зажимов. Коробку установить на стальной пластине 300x250мм.

Распределительные сети выполняются кабелем бронированным с медными жилами типа ВБбШВнг(А), проложенным в траншее на глубине 0,7 м с защитой трубой ДКС на всем протяжении. При пересечении с подземными коммуникациями кабели под пересекаемыми коммуникациями на расстоянии в свету не менее 0,25м.

На всем протяжении траншеи над кабелями укладывается сигнальная лента.

Для защиты персонала от поражения электрическим током, уравнивания потенциала, защиты от статического электричества и молниезащиты все металлические части оборудования, трубы электропроводки и металлоконструкции присоединяются к КЗУ.

Присоединение РЕ-проводника к корпусу светильника выполнить болтовым соединением (болт заземления корпуса) при помощи медного провода желто-зеленого цвета.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					5334-19-ПЗ.ЭМ	Лист
			Изм.	Колич.	Лист	№ док.		
							4	

6.4 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

6.4.1 Общая часть

Данный раздел проекта выполнен в соответствии с архитектурно-строительной и технологической частями проекта и в соответствии с нормами и правилами:

- ПУЭ "Правила устройства электроустановок";
- СНиП 3.05.06- 85 "Электротехнические устройства";
- ТКП 339-2011 Электроустановки на напряжение до 750 кВ;
- ГОСТ 30331.10-2001 "Электроустановки зданий. Часть 5, гл.54, "Заземляющие устройства и защитные проводники";
- РД-91.120.40-КТН-240-16 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система защиты от молнии. Нормы проектирования";
- РД-91.020.00-КТН-133-19 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Заземляющие устройства. Нормы проектирования».

6.4.2 Защитное заземление (зануление) и молниезащита

Для сети электроснабжения 0,4 кВ в проекте принята система заземления типа TN S. Проектом предусматривается заземление проектируемых сооружений.

Для площадок пуска и приема СОД предусматриваются внешние контуры заземления. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4,0 Ом.

Стальные заземляющие проводники, прокладываемые открыто, а также при входе в грунт до глубины 150 мм, в том числе места разборных соединений на болтах и неразборных сварных соединений проводников к оборудованию, трубопроводам и металлоконструкциям, должны быть 2 раза окрашены в чередующиеся желтый и зеленый цвета краской для оцинкованного металла типа «МАСТЕРОЦИНК» (Kraskoff Pro). Длина чередующихся цветных полос должна быть равна 100 ± 5 мм.

Искусственные заземлители выполняются: горизонтальные – из стальной оцинкованной полосы сеч. 40х4 мм, вертикальные – из стального оцинкованного профиля круглого сечения диаметром 16 мм длиной 5 м. Цинковые покрытия должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.307. Места соединений заземлителей изолируются. Присоединение заземляющих проводников к контурам заземления должно осуществляться сваркой с последующей зачисткой сварных швов и покрытием места сварки составом для холодного цинкования типа «КЕРАМИЦИНК®».

Взам. инв. №										
							5334-19-ПЗ.ЭГ			
Подпись и дата	Изм.	Колич.	Лист	№	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Утв.	Придников				09.21	Молниезащита и заземление	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.	Левченко				09.21		С	1	2
	Проверил	Макаренко				09.21		ОДО		
	Разраб.	Макаренко				09.21		«Стройкомплекттехника»		

Все открытые и сторонние проводящие части оборудования соединены с системой уравнивания потенциалов.

Оборудование, размещенное во взрывоопасных зонах и не включенное в искробезопасные цепи, заземлено специальной жилой кабеля, независимо от уровня напряжения. Металлические оболочки искробезопасного электрооборудования не должны подключаться к системе уравнивания потенциалов, если это не требуется документацией на электрооборудование.

Корпуса щитов и шкафов заземляются медными проводниками на заземляющее устройство соответствующего помещения. Заземление металлических оболочек кабелей (броня) выполняется путем присоединения их при помощи медного провода желто-зеленого цвета со стороны щитов – к РЕ-зажимам щитов; со стороны оборудования – к магистрали защитного заземления (магистрали системы уравнивания потенциалов).

Экраны кабелей заземляются только со стороны щитов управления во избежание образования контуров распространения помех.

Кабельные конструкции, площадки обслуживания и технологическое оборудование заземляются в соответствии с проектной документацией на силовое электрооборудование.

Молниезащита площадок узлов пуска и приема СОД выполняется совмещенными молниеотводными – прожекторными мачтами типа ПМС-24,0А – 2 шт.

Высота верхней точки стержневого молниеотвода $H=31,75$ м. Высота зоны защиты равна $H_0=27$ м. Радиус зоны защиты на уровне земли равен $R_0=38,1$ м. Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте $H_{x1}(8,0$ м) равен $R_x=26,8$ м; на высоте $H_{x2}(2,0$ м) равен $R_x=35,2$ м.

Каждая мачта-молниеотвод свой контур заземления, соединенный с основным контуром заземления площадки узла пуска (приема) СОД.

Молниезащита металлических колодцев, задвижек и узлов камер пуска и приема СОД выполняется присоединением их к заземляющему устройству.

Для защиты от вторичных проявлений молнии присоединить все сторонние и открытые проводящие части к магистрали защитного заземления.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					5334-19-ПЗ.ЭГ	Лист
			Изм.	Колич	Лист	№ док.		
							2	

6.5 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

6.5.1 Телемеханизация

Для обеспечения бесперебойной работы реконструируемый участок МНПП оснащается средствами телемеханики (ТМ).

Средства ТМ должны обеспечивать:

- контроль давления в нефтепродуктопроводе;
- дистанционное управление линейной запорной арматурой;
- контроль прохождения скребка по нефтепродуктопроводу;
- контроль температуры нефтепродуктопровода;
- контроль затопления колодцев;
- контроль открытия крышки колодцев КИП;
- контроль температуры в щитах;
- контроль наличия двигателя задвижек.

Система телемеханики в целом строится по трехуровневому иерархическому принципу: нижний, средний и верхний.

К нижнему уровню системы ТМ относятся:

- первичные средства измерения и датчики технологических параметров;
- местные показывающие приборы;
- исполнительные механизмы;
- аппаратура местного управления и сигнализации.

Средний уровень системы ТМ строится на базе программно-технического комплекса – щитов управления, основным звеном которых является программируемый логический контроллер. Источниками информации для контроллеров являются датчики технологических параметров, аппаратура местного управления и сигнализации линейного объекта трубопровода. Приемниками являются исполнительные механизмы, встроенные в технологическое оборудование линейного объекта.

Указанные контроллеры с помощью встроенных модулей ввода/вывода собирают информацию, поступающую с датчиков технологических параметров, и формируют команды управления на исполнительные механизмы. Эти же контроллеры обеспечивают обмен информацией с МДП (РДП).

Взам. инв. №								
	Подпись и дата							
Инв. № подл.								
	Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата		
	Утв.		Придников			09.21		
	Н.контр.		Левченко			09.21		
Проверил		Макаренко			09.21			
Разраб.		Макаренко			09.21			
5334-19-ПЗ.АТХ								
Автоматизация технологических решений						Стадия	Лист	Листов
						С	1	3
						ОДО «Стройкомплекттехника»		

Технические средства среднего уровня обеспечивают:

- измерение и преобразование в цифровой вид мгновенных значений физической величины аналоговых технологических параметров;
- ввод дискретных сигналов от датчиков телесигнализации о положении и состоянии технологического оборудования;
- вывод команд телеуправления в виде замыкания контактов реле по командам от средств верхнего уровня;
- передачу информации о состоянии технологического оборудования на верхний уровень системы по его запросам;
- тестирование при включении;
- фильтрацию, линеаризацию и масштабирование входных и выходных аналоговых сигналов.

Верхний уровень построен на базе IBM PC – персональных компьютерах промышленного и офисного исполнения.

Верхний уровень системы телемеханики обеспечивает:

- прием и отображение информации с нижнего и среднего уровня;
- мониторинг и оперативное управление технологическим процессом;
- архивацию событий на нижнем уровне и действий диспетчера;
- контроль и управление работой системы управления по каналам телемеханики.

В рамках строительного проекта разрабатывается нижний уровень системы ТМ.

Средний и верхний уровни системы ТМ – существующие.

6.5.2 Состав оборудования нижнего уровня

Для измерения температуры нефтепродукта после задвижки предусматриваются:

- термопреобразователь сопротивления, исполнение схемы подключения - трехпроводная, установка - на трубу;
- аналоговый нормирующий преобразователь температуры, выходной сигнал - 4...20 мА.

Для измерения давления нефтепродукта в продуктопроводе предусматривается измерительный преобразователь давления с видом взрывозащиты 0ExiaIICT4 и с выходным сигналом 4...20 мА.

Для определения давления на месте применяется манометр показывающего типа, класс точности 1,0.

В качестве сигнализатора прохождения средств диагностики и очистки по МНПП используется сигнализатор прохождения, в состав которого входят: датчик сигнализатора, блок питания и регистрации.

Датчик имеет взрывозащищенное исполнение с маркировкой взрывозащиты IExdIIAT3 и может применяться во взрывоопасных зонах. Работа датчика основана на приеме и регистрации ультразвуковых шумов и магнитного поля, возникающих при движении очистного устройства по нефтепродуктопроводу. Датчик монтируется на трубопроводе в колодце линейного узла в соответствии с требованиями «Технического описания и

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			5334-19-ПЗ.АТХ						2
Изм.	Колич.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

инструкции по эксплуатации» ИПЦЭ 2.003.005 ТО. Блок питания и регистрации размещается в блок - боксе ПКУ в щите управления.

Для контроля затопления колодцев применен датчик (сигнализатор) уровня жидкости (поплавковый магнитный переключатель) с возможностью обеспечения контроль целостности цепи. Сигнализатор имеет маркировку "1ExdIIВТЗ" и может устанавливаться во взрывоопасной зоне. Принцип действия преобразователя основан на воздействии магнитного поля поплавка с магнитом, находящегося на поверхности жидкости, на магнитоуправляемый контакт (геркон), находящийся в направляющей трубе, вызывая его переключение. Колебания уровня жидкости в пределах 5 мм после срабатывания геркона не вызывают обратное переключение контактов благодаря наличию эффекта гистерезиса у герконов.

Во всех колодцах установлен выключатель путевой типа, сигнализирующий о несанкционированном проникновении. Приводное устройство выключателя выполнено в виде толкателя.

Выключатель имеет взрывонепроницаемую оболочку, маркировка "1ExdIIСТ6".

Для контроля потенциала «труба-земля» МНПП применен электрод сравнения неполяризующийся.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					5334-19-ПЗ.АТХ	Лист
			Изм.	Коллич	Лист	№ док.		
							3	

6.6 НАРУЖНЫЕ СЕТИ КАНАЛИЗАЦИИ

6.6.1. Исходные и общие данные

Раздел проекта выполнен на основании следующих документов:

- задания на проектирование ТЗ-75.180.20-ЗТНП-032-18, утвержденного заказчиком;
- ТКП 45-2.02-315-2018 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ТКП 45-2.02-316-2018 «Противопожарное водоснабжение»;
- ТКП 45-4.01-321-2018 «Канализация. Наружные сети и сооружения»;
- СНБ 3.02.01-98 «Склады нефти и нефтепродуктов»;
- СТБ 17.1.3.05-2006 «Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения при хранении нефти и нефтепродуктов».

6.6.2. Производственно-дождевая канализация

Разделом проекта предусматривается устройство производственно-дождевой канализации КЗ от мест, где существует вероятность загрязнения окружающей среды при выполнении технологических операций, связанных с эксплуатацией проектируемой площадки узла приема-пуска СОД. Канализация представляет устройство сети из трубопроводов DN200 от приямка Пм1 с бетонной площадки узла приема и запуска СОД и со щебеночного покрытия обвалованной территории через дождеприемник ДК.

За пределами обвалования на проектируемой сети производственно-дождевой канализации КЗ запроектированы резервуар объемом 50,0 м³ для сбора дождевого стока, накопительной емкости объемом 5,0 м³ для сбора проливов и колодец с задвижками.

По мере заполнения резервуара объемом 50,0 м³ дождевые стоки вывозятся на очистные сооружение передвижным спецавтотранспортом заказчика.

Для управления задвижками на колодце установлены колонки управления. В случае аварийной ситуации с проливом продукта оператором производится вручную закрытие задвижки на сети КЗ и открытие задвижки к проектируемой накопительной емкости для сбора проливов объемом 5,0 м³. Далее собранный нефтепродукт вывозится на очистные сооружение передвижным спецавтотранспортом заказчика.

В нормальном безаварийном режиме работы концентрация загрязненных веществ в дождевом стоке не превышает предельно-допустимые.

Укладка трубопровода производственно-дождевой канализации предусмотрено с учетом соблюдения необходимого уклона не менее 0,007 .

Взам. инв. №										
Подпись и дата							5334-19-ПЗ.НК			
	Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Утв.		Придников		09.21		Наружные сети канализации	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.		Левченко		09.21			С	1	7
	Проверил		Коршак		09.21			ОДО		
	Разраб.		Костерова		09.21			«Стройкомплекттехника»		

Колодец с гидрозатвором (КГ), колодец с задвижками (КК) на сети запроектированы из сборных железобетонных элементов Ду1000мм, Ду2000мм соответственно по серии 3.900.1-14 выпуск 1. Монолитные железобетонные конструкции выполнить из бетона класса С16/20, марка по морозостойкости F100, по водонепроницаемости W6. Высота гидрозатвора принята не менее 250мм.

Разделом проекта предусмотрена наружная окрасочная гидроизоляция стен, лотков и плит перекрытия колодцев битумной эмульсией, наносить в 2 слоя общей толщиной 4-5мм. На стыках сборных ж/б колец предусматривается наклейка полос из гнилостойкой ткани шириной 20-30см.

Изоляция внутренней поверхности колодцев с гидрозатвором предусматривается выполнить эмульсией "Гидротекс-У". Гидроизоляция днища колодцев выполнить штукатурной асфальтовой из горячего асфальтового раствора толщиной 10мм по грунтовке разжиженной битумом.

Расчетные расходы по системе канализации приведены в таблице 1.

Таблиц 1 – Основные показатели по системе канализации

Наименование системы	Расчетный расход		
	м ³ /сут	м ³ /ч	л/с
Водоотведение			
1. Канализация производственно-дождевая КЗ на узле пуска-приема СОД	-	-	22,3

Расходы дождевых вод определяются по методу предельных интенсивностей.

Расчетный расход дождевых вод для гидравлического расчета дождевых сетей определяется по формуле

$$q_{cal} = \beta \cdot q_r,$$

β – коэффициент, учитывающий заполнение свободной емкости сети в момент возникновения напорного режима, определяют согласно п. 8.2.1.11, $\beta = 0,595$;

q_r – расход дождевых вод, определяемый по формуле:

$$q_r = \frac{z_{mid} \cdot A^{1,2} \cdot F}{t_r^{1,2n-0,1}},$$

где A - параметр, определяемый по формуле:

$$A = q_{20} \cdot 20^n \left(1 + \frac{\lg P}{\lg m_r} \right)^{\gamma},$$

где q_{20} – интенсивность дождя, л/с на 1 га, для данной местности продолжительностью 20 мин при

$P = 1$ год, определяют по таблице А.1 (приложение А), $q_{20} = 101$ л/с;

n – показатель степени, определяют по таблице А.2 (приложение А),

$n = 0,60$;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата	5334-19-ПЗ.НК	Лист
							2

m_r – среднее количество дождей за год, определяют по таблице А.3 (приложение А), $m_r = 226$;

P – период однократного превышения расчетной интенсивности дождя, определяют согласно

п. 8.2.1.5, $P = 2$;

γ – показатель степени, $\gamma = 1,54$.

$$A = 101 \cdot 20^{0,60} \left(1 + \frac{\lg 2}{\lg 226} \right)^{1,54} = 733,535$$

z_{mid} – среднее значение коэффициента, характеризующего поверхность бассейна стока, определяют согласно п. 8.2.1.9;

F – расчетная площадь стока, определяют согласно п. 8.2.1.6, $F = 0,025$ га;

t_r – расчетная продолжительность протекания дождевых вод по поверхности и трубам до расчетного участка, мин, определяют согласно п. 8.2.1.7 по формуле:

$$t_r = t_{con} + t_{can} + t_p,$$

где t_{con} – продолжительность протекания дождевых сточных вод до уличного лотка или, при наличии дождеприемников, в пределах квартала до уличного коллектора (время поверхностной концентрации), мин; определяют согласно п. 8.2.1.8, $t_{con} = 5$ мин;

t_{can} – продолжительность протекания дождевого сточных вод по уличным лоткам до дождеприемника (при отсутствии их в пределах квартала); определяют по формуле (8.5):

$$t_{can} = 0,021 \sum \frac{l_{can}}{v_{can}}$$

где

l_{can} – длина участков лотков, $l_{can} = 1$ м;

v_{can} – расчетная скорость течения на участке, $v_{can} = 0,8$ м/с.

$$t_{can} = 0,021 \cdot \frac{1}{0,8} = 0,026 \text{ мин.}$$

t_p – продолжительность протекания дождевых вод по трубам до расчетного сечения, мин, определяемая по формуле:

$$t_p = 0,017 \sum \frac{l_p}{v_p},$$

где l_p – длина расчетных участков коллектора, $l_p = 43,0$ м;

v_p – расчетная скорость течения на участке, $v_p = 0,8$ м/с.

$$t_p = 0,017 \cdot \frac{43}{0,8} = 0,91 \text{ мин.}$$

$$t_r = 5 + 0,026 + 0,91 = 5,9 \text{ мин.}$$

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Среднее значение коэффициента стока Z_{mid} определяем как средневзвешенную величину в зависимости от коэффициентов Z , характеризующих поверхность, см. табл. 2.

Таблица 2

Наименование поверхностей	F , га	Z	$Z * F$
Кровля зданий и сооружений, асфальтобетонные покрытия дорог	0,08	0,255	0,02
Щебеночное покрытие, не обработанные вяжущим веществами	0,14	0,125	0,021
Итого:	0,25		0,041

$$Z_{midcp} = \frac{\sum Z \cdot F}{\sum F} = \frac{0,041}{0,25} = 0,164;$$

Расход дождевых вод составит:

$$q_r = \frac{0,164 \cdot 733,535^{1,2} \cdot 0,25}{5,9^{1,2 \cdot 0,6 - 0,1}} = 37,44 \text{ л / с};$$

Таким образом,

$$q_{cal} = 0,595 \cdot 37,44 = 22,3 \text{ л / с}$$

Расчет аккумулирующей емкости для сбора дождевых вод

Площадь водосбора с части территории предприятия – $F = 0,250$ га, в том числе:

- кровля зданий и сооружений, асфальтобетонные покрытия дорог – 0,080 га;
- щебеночное покрытие, не обработанные вяжущим веществом – 0,170 га.

В соответствии с ТКП 45-4.01-321-2018 рабочий объем аккумулирующей емкости определяем по формуле (8.11):

$$W_a = 10 \cdot h_a \cdot F \cdot \Psi_{mid};$$

где h_a – максимальный слой осадка, мм, сток от которого подвергается очистке в полном объеме;

F – общая площадь стока, га;

Ψ_{mid} – средний коэффициент стока для расчетного дождя (определяют как средневзвешенное значение частных значений коэффициентов стока Ψ_i для различных видов водосборной площади, принимаемых по таблице 8.4).

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коллич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

$h_a=40$ мм. (СНБ 2.04.02-2000 таблица 3.2);

$$\Psi_{mid} = \frac{(0,95 \cdot 0,08 + 0,4 \cdot 0,17)}{(0,08 + 0,17)} = 0,58 \quad (\text{ТКП 45-4.01-321-2018 таблица 8.4}).$$

$$W_a = 10 \cdot 40 \cdot 0,25 \cdot 0,58 = 58,0 \text{ м}^3$$

Проверяем возможность приема в аккумулирующий резервуар суточного объема талого стока $W_{т.сут.}$, образующегося в период интенсивного снеготаяния по формуле (8.12) ТКП 45-4.01-321-2018.

$$W_{m.сут} = 10 \cdot h_c \cdot K_y \cdot F \cdot \Psi_{т};$$

где h_c – слой талых вод за 10 дневных часов, мм; принимают по данным ближайшей метеорологической станции; при отсутствии указанных данных h_c следует принимать равным 25мм;

F – площадь стока, га;

K_y – коэффициент, учитывающий частичный вывоз и уборку снега;

$\Psi_{т}$ – общий коэффициент стока талых вод; принимается в пределах 0,5 до 0,7.

$$W_{m.сут} = 10 \cdot 25 \cdot 1 \cdot 0,25 \cdot 0,6 = 37,5 \text{ м}^3$$

$$W_a > W_{т.сут.}$$

6.7 Инженерно-технические средства охраны

Настоящим разделом предусмотрена система периметральной охранной сигнализации площадки узла пуска-приема СОД на 401 км.

Периметральная охранная сигнализация площадки выполняется с применением извещателей охранных трибоэлектрических «Гюрза-035ПЗ», датчиков контроля положения магнитогерконовых ДПМ-1 и извещателей инфракрасных пассивных «ИД-12Е».

Извещатель инфракрасный пассивный «ИД-12Е» предназначен для регистрации появления нарушителей в контролируемой зоне и используется для построения рубежей охраны различных объектов. Имеет веерную форму зоны обнаружения. Извещатель «ИД-12Е» устанавливается на опоре, на высоте 3 м от уровня земли вне взрывоопасной зоны.

Для контроля состояния калитки и ворот «на открывание» используются датчики контроля положения магнитогерконовые ДПМ-1, обеспечивающий надежное функционирование при установке на металлические конструкции и воздействии ветровых нагрузок на контролируемые элементы.

Для сбора, обработки, передачи отображения и регистрации извещений о состоянии шлейфов периметральной охранной сигнализации

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.НК

Лист

5

площадок предусмотрен прибор приемно-контрольный охранно-пожарный (ППКОП) «Сигнал-20П SMD».

Пульт контроля и управления «С2000М», предназначен для управления и программирования ППКОП «Сигнал-20П SMD» и блока сигнального-пускового «С2000-СП1».

Пульт контроля и управления «С2000М», ППКОП «Сигнал-20П SMD» и блок сигнально-пусковой «С2000-СП1» размещаются в существующих блок-боксах ПКУ, расположенных на 420 км и 426 км.

Информация о состоянии шлейфов периметральной охранной сигнализации с ППКОП «Сигнал-20П SMD» через контроллер САУ поступает на диспетчерский пункт оператора Мозырской ПС.

Электропитание устройств периметральной охранной сигнализации предусматривается постоянным током напряжением 24 В от резервированного источника питания РИП-24 (исп.01) со встроенными аккумуляторными батареями. Дополнительные аккумуляторные батареи устанавливаются в отдельном боксе.

Резервное питание от аккумуляторных батарей обеспечивает работу приборов в дежурном режиме не менее 24 часов и в режиме тревоги не менее 3 часов.

Подключение извещателя «ИД12-Е» и датчика ДПМ-1 к ППКОП «Сигнал-20П SMD» выполняется кабелями марки ТППЭпБ, КВВГ, КММ, КСПВ и ПРППМ через коробки распределительные «Барьер-КР». Коробки устанавливаются на опорах, стойках ограждения и в блок-боксе ПКУ.

Коробки распределительные «Барьер-КР» оборудованы комплектными магнитоконтактными извещателями «на вскрытие», включенными в систему ПОС.

Кабели прокладываются:

- в траншее в трубах ДКС на глубине не менее 0,7 м от спланированного уровня грунта;
- в стальной трубе при выходе кабеля из земли на опоры и стойки ограждения;
- в металлорукаве по опорам;
- в кабель-канале блок-бокса управления.

Подвод электропитания к РИП-24 от сети переменного тока напряжением 220В предусматривается в разделе ЭМ, защитное заземление выполнить к существующей магистрали внутреннего защитного заземления блок-бокса ПКУ.

На каждой стороне ограждения, с внешней стороны, установить таблички «Не подходить! Охраняемая зона».

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.НК

Лист

6

6.8 Противопожарные мероприятия по разделу «Инженерное оборудование, сети и системы»

Раздел разработан на основании требований ТКП 45-1.02-295-2014* с использованием:

- ТКП 474-2013 «Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ТКП 45-2.02-315-2018* «Пожарная безопасность зданий и сооружений. Строительные нормы проектирования»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

Оборудование во взрыво- и пожароопасных зонах должно применяться во взрывобезопасном исполнении.

Колодцы КИП, камеры пуска и приема СОД являются установками со взрывоопасной зоной класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 (класс В-1а по ПУЭ), категория ПА, группа ТЗ взрывоопасной смеси.

Территория в радиусе 3-х метров вокруг колодцев КИП и задвижек, на расстоянии 5-и метров вокруг камер пуска и приема СОД является взрывоопасной зоной класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 (класс В-1г по ПУЭ).

Для измерения давления нефтепродукта в продуктопроводе предусматривается измерительный преобразователь давления с видом взрывозащиты 0ExiaПСТ4.

В качестве сигнализатора прохождения средств диагностики и очистки по МНПП используется сигнализатор прохождения, в состав которого входят: датчик сигнализатора, блок питания и регистрации. Датчик имеет взрывозащищенное исполнение с маркировкой взрывозащиты 1ExdПАТЗ. Блок питания и регистрации располагается за пределами взрывоопасной зоны.

Для контроля затопления колодцев применен датчик (сигнализатор) уровня жидкости (поплавковый магнитный переключатель). Сигнализатор имеет маркировку "1ExdПВТЗ".

Прокладку кабелей через ограждающие строительные конструкции выполнить в жесткой трубе с последующей герметизацией проемов. Герметизация выполняется легко удаляемой массой из несгораемого материала, обеспечивающего предел огнестойкости проема не менее предела огнестойкости ограждающей строительной конструкции.

Все изделия и материалы, применяемые при реконструкции объекта должны, при необходимости, иметь разрешение Госпромнадзора МЧС Республики Беларусь либо иметь сертификат соответствия технического регламента Таможенного союза.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.НК

Лист

7

7. СМЕТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Сметная документация по объекту: «МНПП 346-420, 426-474км. «Стальной Конь – Запад» уч. 42. (инв. 09001/1). КПП СОД на 401 км. Реконструкция» представлена отдельным томом «Сметная документация».

Взам. инв. №										
	Подпись и дата									
Инв. № подл.							5334-19-ПЗ.СД			
	Изм.	Колич.	Лист	№	Подпись	Дата				
	Утв.		Придников			09.21	Сметная документация	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.		Левченко			09.21		С	1	1
	Проверил							ОДО «Стройкомплекттехника»		
Разраб.										

8. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

Раздела по объекту: «МНПП 346-420, 426-474км. «Стальной Конь – Запад» уч. 42. (инв. 09001/1). КПП СОД на 401 км. Реконструкция» представлен в томе 2 «Проект организации строительства».

Взам. инв. №										
	Подпись и дата									
Инв. № подл.							5334-19-ПЗ.ОС			
	Изм.	Колич.	Лист	№	Подпись	Дата				
	Утв.		Придников			09.21	Организация строительства	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.		Левченко			09.21		С	1	1
	Проверил							ОДО «Стройкомплекттехника»		
Разраб.										

9. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ

Проектная документация данного раздела по объекту: «МНПП 346-420, 426-474км. «Стальной Конь – Запад» уч. 42. (инв. 09001/1). КПП СОД на 401 км. Реконструкция» не разрабатывается.

Взам. инв. №										
	Подпись и дата									
Инв. № подл.							5334-19-ПЗ.ОС			
	Изм.	Колич.	Лист	№	Подпись	Дата				
	Утв.		Придников			09.21	Организация строительства	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.		Левченко			09.21		С	1	1
	Проверил							ОДО «Стройкомплекттехника»		
Разраб.										

10. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

10.1. Общая часть

С целью обеспечения в процессе и по завершению строительства безопасной среды обитания для жизни и здоровья людей и животного мира, рационального природопользования и охраны всех компонентов природной среды в составе проектной документации разработан раздел «Охрана окружающей среды», «Отчет об оценке воздействия на окружающую среду» и «Экологический паспорт».

Охрана природной среды в период строительно-монтажных работ обязывает строительные организации, кроме обязательного выполнения проектных решений по сохранению почв, фауны и флоры осуществлять ряд мероприятий, направленных на сохранение окружающей среды и максимального снижения наносимого ей ущерба.

Строительные организации, привлекаемые на проведение строительно-монтажных работ (СМР), несут ответственность за выполнение принятых проектных решений, направленных на охрану окружающей природной среды, а также соблюдение государственного законодательства Республики Беларусь.

Перед началом работ Подрядчику обеспечить:

- наличие договоров со специализированными организациями на вывоз отходов производства для захоронения или повторного использования;
- наличие всей природоохранной документации, необходимой для производства работ на объекте;
- проведение вводного и целевого инструктажей со всеми работниками подрядной организации по охране окружающей среды с оформлением соответствующих записей в журнале инструктажа.

В процессе проведения СМР Подрядчик должен:

- строго соблюдать границы строительной площадки;
- оснастить строительные площадки контейнерами для отдельного сбора образующихся отходов;
- не допускать загрязнения строительной площадки отходами производства;
- осуществлять экологические платежи (налоги) по выбросу вредных веществ в атмосферу;
- после окончания работ организовать разборку всех временных сооружений и вывоз отходов производства.

Взам. инв. №										
							5334-19-ПЗ.00С			
Подпись и дата	Изм.	Колич.	Лист	№	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Утв.	Прядников				09.21	Охрана окружающей среды	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.	Левченко				09.21		С	1	6
	Проверил	Прядников				09.21		ОДО		
	Разраб.	Левченко				09.21		«Стройкомплекттехника»		

10.2. Охрана окружающей среды от загрязнения отходами производства

При разработке данного раздела учитывались требования следующих нормативных документов и законов в сфере обращения с отходами:

- Закон Республики Беларусь «Об обращении с отходами» №271-3 от 20.07.2007г.;
- РД «Правила обращения с промышленными отходами»;
- «Удельные нормативы образования отходов производства»;
- СанПиН №10-7-2003 «Санитарные правила содержания территорий»;
- постановление Минприроды РБ от 28.03.2002 №4 «О государственном реестре объектов обезвреживания и размещение отходов»;
- классификатор отходов, образующихся в Республике Беларусь.

Отходы, образующиеся при строительном-монтажных и демонтажных работах, подлежат отдельному сбору и своевременному удалению со стройплощадки. Периодичность вывоза зависит от класса опасности, их физико-химических свойств, емкости установленных контейнеров для временного хранения отходов, норм предельного накопления отходов, техники безопасности, взрыво- и пожароопасности отходов.

Учет отходов, образующихся при выполнении строительном-монтажных работ вести в соответствии с Законом РБ «Об обращении с отходами» №271-3 от 20.07.07г.

Размещение и обезвреживание этих отходов осуществляется на предприятиях, имеющих лицензию на данные виды деятельности.

Обращение с отходами на строительной площадке должно осуществляться в полном соответствии с требованиями действующей нормативной документации.

Состояние мест временного хранения отходов должно соответствовать следующим требованиям:

- расположение с подветренной стороны;
- наличие покрытия, предотвращающего проникновение токсичных веществ в почву и грунтовые воды;
- защита хранящихся отходов от воздействия атмосферных осадков и ветра;
- наличие стационарных или передвижных механизмов для погрузки-разгрузки отходов при их перемещении;
- соответствие состояния емкостей, в которых накапливаются отходы, требованиям транспортировки автотранспортом.
- Правильное обращение со строительными отходами обеспечивает:
- исключение возможности потерь отходов в процессе обращения с ними на территории стройплощадки;
- соблюдение санитарно-гигиенических требований;
- минимизацию риска неблагоприятного влияния отходов на

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коллич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.00С

Лист

2

компоненты окружающей среды.

10.3. Мероприятия по обеспечению нормативного состояния окружающей среды и экологической безопасности

До начала производства работ на участке реконструкции нефтепродуктопровода Подрядчик проводит ознакомление всех участников СМР с проектной документацией в части природоохранных мероприятий, а также с требованиями и правилами экологически безопасного ведения работ.

В местных земельных отделах в установленном порядке оформляется документация по отводу земель, в том числе под жилые городки строителей и производственные базы (при наличии таковых).

На протяжении всего периода СМР осуществляется контроль соблюдения границ землеотвода. По окончании СМР оформляются в установленном порядке документы о передаче временно изымаемых земель их пользователям.

С целью минимизации вредного антропогенного воздействия проводятся инструктажи рабочего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологических служб, ознакомление рабочего персонала с особым режимом хозяйственной и иной деятельности в водоохраных и санитарно-защитных зонах.

Виды действия и мероприятия по уменьшению воздействия на окружающую среду при проведении СМР приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1 – Виды действия и мероприятия по уменьшению воздействия на окружающую среду

Виды действия и его масштабы	Мероприятия по уменьшению воздействия и компенсации экологических убытков
1. Воздействие на земельные и водные ресурсы	
1.1. Нарушение плодородного слоя на строительной полосе нефтепродуктопровода.	Проектом предусматривается техническая рекультивация земель, которая включает в себя снятие плодородного слоя грунта с полосы разработки траншей (котлованов), засыпку траншеи минеральным грунтом после завершения СМР, его уплотнение, возвращение плодородного слоя из временного отвала с планировкой по полосе рекультивации.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.00С

Лист

3

1.2. Загрязнение полосы отвода строительным мусором, мазутом, нефтепродуктом.	Площадки СМР оснащаются инвентарными контейнерами для сбора бытовых и строительных отходов. Заправку машин и механизмов ГСМ производить в специально отведенных и оборудованных местах, согласованных с землепользователями. После окончания СМР производится зачистка полосы отвода от ГСМ, сбор и уборка строительного мусора.
2.1. Загрязнение атмосферы выбросами при аварии нефтепродуктопровода и выходе продукта на поверхность. Возможные аварии носят случайный характер и нельзя заранее предусмотреть место и масштаб аварии.	В проекте предусмотрены мероприятия, направленные на повышение надежности работы нефтепродуктопровода и предотвращение аварии, а в случае возникновения аварии быстрое и оперативное реагирование на ее локализацию. При разливе нефтепродукта производится локализация и сбор разлитого продукта, снятие загрязненного грунта и его утилизация.

10.4. Контроль за обращением с отходами производства

На период СМР должны быть выполнены следующие организационно-административные контрольные мероприятия:

- получены согласования о размещении отходов производства и заключены договора со специализированными организациями по приему и утилизации отходов;
- назначены приказом лица, ответственные за сбор, хранение и транспортировку отходов;
- проведены инструктажи о сборе, хранении, транспортировке отходов и промсанитарии с персоналом в соответствии с требованиями органов ЦГиЭ и экологии.

Территория после окончания строительно-монтажных работ должна быть очищена от строительных отходов и восстановлена в соответствии с требованиями проекта.

Все виды отходов, образуемых при строительстве объекта, должны вывозиться, использоваться по назначению или складироваться в специально отведенных местах, согласованных с местными органами охраны природы.

Ответственность за проведение работ по сбору строительных отходов возлагается на ответственное лицо строительной организации.

Ремонт и техобслуживание автотранспорта и строительной техники должно производиться по месту их приписки на специально оборудованных площадках.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.00С

Лист

4

10.5. Рекультивация земель

В результате реконструкции магистрального нефтепродуктопровода DN500 структура плодородного слоя почвы будет нарушена.

Рекультивация нарушенных земель предусматривает снятие, временное хранение в отвале, возврат плодородного слоя почв на полосу рекультивации, планировка поверхности в зоне производства работ и повторная планировка по окончании строительного-монтажных работ.

Снятие плодородного слоя почвы с рекультивируемой полосы производится на стадии подготовительных работ в теплое время года. Плодородный слой снимается бульдозером продольно-поперечными проходами и перемещается во временный отвал на ненарушенную поверхность в границах полосы временного отвода.

Минеральный грунт, вынимаемый из траншеи экскаватором, укладывается в зоне снятия плодородного слоя почвы.

После окончания СМР и обратной засыпки траншеи производится планировка строительной полосы бульдозером.

Плодородный слой из временного отвала перемещается на полосу рекультивации, разравнивается и планируется бульдозером в продольном направлении. При этом уклоны поверхностных стоков должны сохраняться естественными.

Сроки проведения рекультивации нарушенных земель принимаются с учетом сезонности производства работ, в соответствии с графиком СМР.

Плодородный слой грунта должен сниматься в талом состоянии, в теплый период года. При необходимости производства работ в зимний период, до наступления холодов и промерзания плодородного слоя почвы, его необходимо заблаговременно снять и складировать во временный отвал. После окончания работ и наступления теплого периода года плодородный слой возвращается из временного отвала на прежнее место.

Для предотвращения загрязнения и дегазации земель, а также прямых потерь почвенного субстрата при проведении строительного-монтажных работ строительным проектом предусмотрено:

- - вынос в натуру и закрепление оси участков трассы МНПП, а также границ отводимой строительной полосы;
- - проведение всех работ в согласованные с землепользователями сроки, с целью минимизации наносимого им ущерба.

Таблица 10.2 – Ведомость объемов работ по технической рекультивации

Наименование работ	Ед. изм.	Количество
1. Снятие растительного грунта	м ³	6239
2. Возврат растительного грунта	м ³	6133
3. Планировка растительного грунта бульдозером	га	2,222
4. Посев многолетних трав	га	2,222

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колич	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.00С

Лист

5

Таблица 10.3 – Ведомость объемов лесопорубочных работ

Наименование работ	Ед. изм.	Количество
1. Расчистка трассы (вырубка деревьев)	га	1,6466
2. Корчевка кустарника среднего	га	0,542
3. Вывоз порубочных остатков, в том числе:	т	29,3
– пни	м ³	22,0
– сучья, ветки, вершины	м ³	29,3

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колич.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5334-19-ПЗ.00С

Лист

6

11. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Задачи энергосбережения и снижения теплового загрязнения являются приоритетным направлением нашего времени.

Технические решения, принятые в данном проекте, направлены на экономию топливно-энергетических ресурсов.

Расчет электрических нагрузок выполнен в соответствии с ТКП 45-4.04-149-2009 «Системы электрооборудования жилых и общественных зданий. Правила проектирования» и служит основанием для рационального выбора сечения кабельно-проводниковой продукции и направленного на экономию электрической энергии в данной продукции.

В расчетах электрических нагрузок при наличии группы электроприемников (ЭП), которые распределены по фазам с неравномерностью выше 15% по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных ЭП в группе, мощность данной группы ЭП принята тройному значению мощности наиболее загруженной фазы.

Для обеспечения надлежащего качества электрической энергии и ее экономии, согласно требованиям ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», падение напряжения в питающих кабелях не превышает 5% для силовых электроприемников и осветительных нагрузок от номинального напряжения.

На проектируемых узлах камер запуска и приема СОД строительным проектом предусмотрен монтаж линейных задвижек с электроприводом мощностью 4 кВт;

Электропривода монтируемых задвижек применены во взрывозащищенном исполнении с минимальной потребляемой мощностью.

Электроснабжение линейных узлов предусмотрено от существующего источника электроснабжения (РТП Мозырской ПС).

Питающие и распределительные сети в проекте выполнены кабелями с броней из двух стальных лент, изоляцией из поливинилхлоридного пластиката и защитным покровом в виде выпрессованного шланга из поливинилхлоридного пластиката пониженной горючести с пониженным газодымовыделением.

Кабельные линии прокладываются частично подземно в защитных трубах типа ДСК на глубину не менее 0,7м и по кабельной эстакаде в лотках. В помещении кабели прокладываются в лотках в подпольном существующем канале. В местах возможных механических повреждений и доступных неквалифицированному персоналу кабели (в том числе бронированные) защищены стальными трубами.

Взам. инв. №										
	Подпись и дата						5334-19-ПЗ.ЭФ			
Инв. № подл.	Изм.	Колич	Лист	№	Подпись	Дата	Энергетическая эффективность	Стадия	Лист	Листов
	Утв.		Прудников			09.21		С	1	2
	Н.контр.		Левченко			09.21		ОДО «Стройкомплекттехника»		
	Проверил		Прудников			09.21				
	Разраб.		Макаренко			09.21				

Наружное освещение проектируемых площадок узлов пуска и приема СОД предусматривается напряжением 380/220 В, 50 Гц, энергосберегающими прожекторами на светодиодах, установленных на проектируемых прожекторных мачтах.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					5334-19-ПЗ.ЭФ	Лист
			Изм.	Колич.	Лист	№ док.		Подпись