



Общество с ограниченной ответственностью  
**«НОВЫЕ РЕСУРСЫ»**

Заказчик – **ПАО «Нижнекамскнефтехим»**

**«Реконструкция линейного сооружения - имущественный комплекс «Управление этиленопроводов» на участке Нижнекамск – Казань. Модернизация объектов для транспортировки этилена с учётом дополнительных объемов от ЭП-600»**

## **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 3.** Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения

**Часть 1.** Магистральный этиленопровод

**Книга 1.** Текстовая часть

**НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1**

**Том 3.1.1**

2024



Общество с ограниченной ответственностью  
**«НОВЫЕ РЕСУРСЫ»**

Заказчик – **ПАО «Нижнекамскнефтехим»**

**«Реконструкция линейного сооружения - имущественный комплекс «Управление этиленопроводов» на участке Нижнекамск – Казань. Модернизация объектов для транспортировки этилена с учётом дополнительных объемов от ЭП-600»**

### **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения**

**Часть 1. Магистральный этиленопровод**

**Книга 1. Текстовая часть**

**НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1**

**Том 3.1.1**

**Руководитель проектов**

(подпись, дата)

**А.С. Махов**

**Главный инженер проекта**

(подпись, дата)

**С.А. Дордий**

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354


2024



## СОДЕРЖАНИЕ

Лист

1	Общие положения .....	6
2	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство, реконструкция линейного объекта .....	10
2.1	Топографические условия .....	10
2.1.1	Местоположение .....	10
2.1.2	Топографические условия .....	10
2.1.3	Геоморфология и рельеф .....	11
2.2	Инженерно-геологические условия .....	11
2.3	Гидрографические условия .....	12
2.4	Гидрогеологические условия .....	13
2.5	Метеорологические и климатические условия .....	14
3	Архитектурные и объемно-планировочные решения .....	16
4	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.) .....	17
4.1	Подтопление территории .....	17
4.2	Затопление территории .....	17
4.3	Застой поверхностных вод и заболачивание .....	18
4.4	Карстовые процессы .....	18
4.5	Эрозионные процессы .....	21
4.6	Склоновые процессы .....	21
4.7	Морозное пучение грунтов .....	22
4.8	Сейсмичность .....	23
4.9	Опасные гидрометеорологические явления .....	23
5	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта .....	25
6	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта .....	30
7	Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта .....	31
8	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе возможность автоматического	

Взам. инв. №										
	Подп. и дата									
Иув. № подл.	00051354					<p style="text-align: center;"><b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b></p>				
		Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.				Подп.	Дата
	Разраб.	Жаров						Стадия	Лист	Листов
								П	1	202
	Н. контр.	Дордий								
	ГИП	Дордий								

Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Часть 1. Магистральный продуктопровод. Книга 1. Текстовая часть

	регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов .....	33
9	Перечень мероприятий по энергосбережению .....	37
10	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства, реконструкции линейного объекта .....	38
11	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест .....	39
12	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта .....	40
13	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» .....	41
14	Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, в сложных инженерно-геологических условиях .....	42
14.1	Прокладка трубопровода на подтопляемых, затопляемых, заболачиваемых участках .....	42
14.2	Прокладка трубопровода на карстоопасных участках.....	42
14.3	Прокладка трубопровода на участках, подверженных эрозионным процессам и крутых склонах.....	43
14.4	Прокладка трубопровода на участках пучинистых грунтов.....	43
14.5	Сейсмичность .....	43
15	Описание технологии процесса транспортирования продукта .....	44
16	Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта .....	45
17	Характеристика параметров трубопровода .....	46
18	Обоснование диаметра трубопровода .....	49
19	Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении .....	52
20	Описание системы работы запорной, регулирующей и предохранительной арматуры.....	53
21	Обоснование необходимости использования ингибиторных присадок .....	54
22	Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации.....	55
23	Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов, в том числе с учетом секционирования участков трубопровода ....	56
24	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании, и потенциальной необходимости в них.....	59
25	Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий .....	60
26	Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием .....	61

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

**НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1**

Лист  
2

27	Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта ...	63
28	Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды .....	64
29	Описание системы управления технологическим процессом.....	65
29.12.1	Цели создания и назначение системы .....	77
29.12.2	Перечень функций СЛТМ .....	80
29.12.3	Архитектура системы линейной телемеханики.....	82
29.12.4	Режимы функционирования комплекса технических средств СЛТМ .....	84
29.12.5	Интерфейсы системы линейной телемеханики с другими системами.....	85
29.12.6	Техническое обеспечение СЛТМ .....	85
30	Описание системы контроля технического состояния трубопровода .....	90
30.1	Система обнаружения утечек (комбинированная).....	90
30.1.1	Назначение системы обнаружения утечек .....	90
30.1.2	Принцип работы СОУ.....	91
30.1.3	Структура и состав СОУ .....	91
30.2	Система мониторинга протяженных объектов .....	93
30.2.1	Назначение системы мониторинга протяженных объектов .....	93
30.2.2	Структура и состав СМПО .....	94
30.2.3	Функциональные характеристики СМПО.....	95
31	Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой.....	97
32	Описание вида и объема образующихся отходов, подлежащих сбору, накоплению, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию и размещению .....	98
32.1	Период строительства .....	98
32.2	Период эксплуатации.....	99
33	Сведения о классе опасности отходов и местах их накопления .....	101
33.1	Период строительства .....	101
33.2	Период эксплуатации.....	101
34	Описание системы снижения уровня выбросов, сбросов загрязняющих веществ, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов) .....	102
35	Оценка возможных сценариев аварий.....	103
36	Сведения о наиболее опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных, охранных зон и зон минимально допустимых расстояний, в случае если установление таких зон предусмотрено законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации .....	105
36.1	Опасные участки .....	105
36.2	Охранная зона .....	105
36.3	Границы минимально допустимых расстояний.....	107
37	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий .....	109
38	Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка трубопровода в горной местности и по	

Взам. инв. №		Подп. и дата		Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Лист	3
											Инва. № подл.
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>										Лист	3

	территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов) .....	111
38.1	Пересечение водных преград .....	111
38.2	Пересечение автомобильных дорог .....	116
38.3	Пересечение железных дорог .....	122
38.4	Пересечение инженерных коммуникаций.....	123
38.5	Пересечение ВЛ .....	136
39	обоснование безопасного расстояния от оси магистрального трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении магистрального трубопровода с указанными объектами и другими трубопроводами, находящимися в одном техническом коридоре .....	145
40	Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов .....	149
40.1	Проведение расчетов трубопроводов .....	149
40.2	Выбор оборудования, труб, соединительных деталей и изделий .....	149
40.3	Защита трубопровода от коррозии .....	149
40.3.1	Защита подземных участков трубопровода от подземной коррозии .....	149
40.3.2	Защита надземных участков трубопровода от атмосферной коррозии.....	153
40.4	Входной контроль, контроль погрузочно-разгрузочных работ, складирования и транспортирования труб, оборудования и материалов .....	154
40.5	Контроль над проведением сварочно-монтажных работ .....	154
40.6	Контроль кольцевых сварных соединений трубопровода.....	155
40.7	Мероприятия по очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность.....	156
40.7.1	Защита полости труб, трубных плетей в процессе строительства .....	157
40.7.2	Предварительная очистка внутренней полости трубопровода .....	158
40.7.3	Очистка внутренней полости трубопровода.....	158
40.7.4	Предварительные испытания крановых узлов.....	160
40.7.5	Испытания трубопровода на прочность и проверка на герметичность.....	161
40.7.6	Контроль формы поперечного сечения трубопровода и проведения внутритрубного диагностирования после завершения строительно-монтажных работ.....	165
40.7.7	Осушка трубопровода .....	167
40.7.8	Внутритрубная диагностика трубопровода при вводе в эксплуатацию .....	167
40.7.9	Заполнение трубопровода азотом .....	168
40.8	Комплексное опробование трубопровода при вводе в эксплуатацию .....	168
41	Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод.....	169
42	Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок .....	170
43	Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, назначению трубопровода, нагрузке, грунту и другим параметрам.....	172
44	Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета ..	174
45	Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода .....	176
45.1	Требования к трубам и соединительным деталям .....	176

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

**НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1**

Лист  
4

45.2	Требования к допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны .....	178
45.3	Расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода.....	178
46	Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте линейного объекта.....	180
47	Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов .....	181
48	Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках .....	182
49	Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, на участках с высоким уровнем грунтовых вод и долгосрочным подтоплением паводковыми водами, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек .....	183
50	Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубы трубопровода с применением технических средств, препятствующих всплыванию трубопровода .....	184
50.1	Утяжелитель кольцевой чугунный.....	184
50.2	Контейнер текстильный .....	185
51	Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов .....	186
52	Сведения о способах пересечения трубопровода.....	187
53	Точки подключения трубопровода .....	188
53.1	Подключение вновь прокладываемого магистрального этиленопровода DN 250 в действующий подводный этиленопровод DN 150 от Нижнекамской КС до существующего УЗОУ .....	188
53.2	Подключение вновь прокладываемого этиленопровода DN 250 в действующий подводный этиленопровод DN 150 от Казанской КС до существующего УПОУ.....	188
54	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта .....	190
54.1	Мероприятия по обеспечению условий безопасности процесса. Основные мероприятия по предотвращению аварий и несчастных случаев на производстве .....	190
54.2	Классификация взрывоопасных зон .....	191
	Перечень принятых сокращений .....	193
	Перечень нормативной документации .....	196
	Список исполнителей .....	201
	Таблица регистрации изменений .....	202

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Лист  
5



## 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проектная документация разработана на основании следующих документов:

- Решение п. 4.1 Протокола технического совета по реализации Проекта «Строительство магистрального этиленопровода «Нижнекамск-Казань» от 13.10.2023;
- Договор № 0085.2023 на выполнение проектно-изыскательских работ от 10.01.2024;
- Задание № 2 на разработку проектной документации по объекту «Реконструкция линейного сооружения - имущественный комплекс «Управление этиленопроводов» на участке Нижнекамск – Казань. Модернизация объектов для транспортировки этилена с учётом дополнительных объемов от ЭП-600».

Заказчиком технической документации является Публичное акционерное общество «Нижнекамскнефтехим» (ПАО «Нижнекамскнефтехим»). Полный юридический адрес Заказчика – 423574, Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск, ул. Соболековская, зд. 23, офис 129.

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, промышленной безопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

Документы, содержащие исходные данные и являющиеся основанием для проектирования, приведены в томе НКНХ.5273-ПД-П32 раздел 1. Пояснительная записка, часть 2. Исходно-разрешительная документация, том 1.2, инв. № 00056116.

Вид работ – реконструкция.

Реконструируемый объект недвижимости: «Линейное сооружение – имущественный комплекс «Управление этиленопроводов»: цех № 2201 (А-402, А-403, А-404, А-405, А-406, А-409, А-410, А-411, А-546, А-1539, А-1540, А-1541, А-59630, 1-2, 2-4), цех 2202 (лит. А-431, А-433, А-441, А-432, А-429, А-444, А-428, А-434, Г1594, А-1596/1, А-1596/2, А-1595, А-430, 2-3), цех №2203 (лит. А-506, А-507, А-508, А-509, А-510, А-511, А-1645, А-1646, 4-7, 5-6), цех №2204 (А-457, А-458, А-459, А-460, А-461, А-1634, А-10318, 7-10, 8-9), цех №2205 (лит. А-116, А-117, А-118, А-120, А-121, А-123, А-127, А-1130, А-1132, А-1182, А-1183, А-1184, А-1491, А-1729/1, А-1729/2, А-10192, А-482, А-483, А-484, А-485, А-486, А-487, А-488, А-489, А-1131/1, А-1131/2, А-1632, А-1633, А-10302)» с кадастровым номером 0:0:0:126.

Участок реконструкции: проектируемый подземный магистральный этиленопровод от цеха № 2201 (Нижнекамск) до цеха № 2202 (Казань) и соответствующие площадочные, линейные сооружения (далее по тексту – магистральный этиленопровод «Нижнекамск – Казань»).

Настоящим проектом предусмотрено проектирование магистрального этиленопровода «Нижнекамск – Казань» DN 250 взамен существующего этиленопровода DN 200, по новой трассе и с увеличенной проектной мощностью (производительностью).

Взам. инв. №		Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	Лист
Инва. № подл.	00051354								6
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									

Разработка документации на консервацию существующего этиленопровода выполняется в рамках отдельного Задания на консервацию.

Основные характеристики существующего этиленопровода:

- объемы подачи этилена – до 400 тыс. т/год;
- прокладка трубопровода – подземная;
- диаметр этиленопровода – DN 200 (Дн 219 мм);
- расстояние между линейной запорной арматурой по трассе этиленопровода – 15...20 км;
- этиленопровод выполнен из труб 219×8 мм по ЧМТУ 3-365-70 изм.3, марка стали 09Г2С;
- класс этиленопровода – I (согласно Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ);
- температура этилена на выходе из Нижнекамской компрессорной станции – не более плюс 40 °С;
- температура этилена (по температуре грунта 1,2 м) – от минус 5 до плюс 15 °С;
- максимальное рабочее давление – 9,8 МПа;
- минимальное допустимое давление – 54 кгс/см<sup>2</sup> (5,3 МПа);
- проектная глубина залегания трубопровода – 1,2 м до низа трубы;
- транспортируемый продукт – этилен по ГОСТ 25070-2013;
- режим транспортировки этилена принят сверхкритическим (СКФ);
- режим работы этиленопровода – круглогодичный, круглосуточный 8520 ч в год;
- год ввода в эксплуатацию существующего этиленопровода «Нижнекамск-Казань» – 1976 г.;
- протяженность трассы трубопровода – 267,7 км.

Основные характеристики проектируемого этиленопровода (после реконструкции):

- объемы подачи этилена – до 600 тыс. т/год;
- прокладка трубопровода – подземная;
- диаметр этиленопровода – DN 250 (Дн 273 мм);
- расстояние между линейной запорной арматурой по трассе этиленопровода – до 20 км;
- этиленопровод выполняется из труб 273×10 мм и 273×8 мм из стали класса прочности не менее K52. На участках ННБ с повышенным напряженно-деформированным состоянием применяются трубы 273×10 мм класса прочности не менее K56;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						7
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	



Перечень нормативной документации, использованной при проектировании, представлен в разделе «Перечень нормативной документации» данного тома.

Инв. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист 9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1	







Трасса имеет четко выраженное западное направление. Основное направление течения водных объектов – южное.

Наиболее крупные пересекаемые водотоки: р. Нысе, р. Меша, р. Казкаш, р. Сабы, р. Малая Меша, р. Макса, р. Мямтибаш, р. Метескибаш, р. Атау, р. Нурминка, р. Щира, р. Иинка. Также проектируемая трасса пересекает множество ручьев и временных водотоков.

Подробное описание гидрологического, водного, уровневого, ледового и термического режима водных объектов приведено в томе НКНХ.5273-ИИ-ИГМИЗ.1.1 Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий, подраздел 3. Участок КМ 110 – КМ 190, часть 1. Текстовая часть, книга 1. Разделы 1-8. Текстовые приложения А-Л.

#### 2.3.1.4 Участок этиленопровода км 190 – км 260

Начало трассы имеет северо-западное направление, пересекает несколько ручьев, а далее пересекает не под прямым углом р. Казанка и р. Шимяковка. Далее трасса имеет преимущественно западное направление. Направление течения водных объектов на этом участке южное. После пересечения реки Солонка трасса изменяет направление на южное. Этот заключительный участок проходит преимущественно по лесному массиву без четко выраженной гидрографической сети (р. Сумка). После пересечения а/д Волга трасса выходит из лесного массива и пересекает овраг Вершина Бобыльская. Далее трасса меняет направление следования на западное и больше не пересекает водных объектов.

Наиболее крупные пересекаемые водотоки: р. Новый Ключ, р. Казанка, р. Шимяковка, р. Сула, р. Потурка, р. Солонка, р. Сумка. Также проектируемая трасса пересекает множество ручьев и временных водотоков.

Подробное описание гидрологического, водного, уровневого, ледового и термического режима водных объектов приведено в томе НКНХ.5273-ИИ-ИГМИИ.1.1 Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий, подраздел 4. Участок КМ 190 – КМ 260, часть 1. Текстовая часть, книга 1. Разделы 1-8. Текстовые приложения А-Л.

### 2.4 Гидрогеологические условия

В гидрогеологическом отношении подземные воды района изысканий приурочены к следующим водоносным горизонтам:

- аллювиальных отложений четвертичного возраста;
- делювиальных отложений четвертичного возраста;
- элювиальных отложений пермской системы татарского и казанского ярусов.

Водообильность их обусловлена литологией водовмещающих пород. Питание подземных вод осуществляется в основном за счет инфильтрации атмосферных осадков, в связи с чем уровень подвержен сезонным и суточным колебаниям.

На участках, сложенных с поверхности слабофильтрующими грунтами (глины, суглинки), в период снеготаяния, выпадения большого количества атмосферных

Взам. инв. №		Подпись и дата	Изм. № подл.	00051354							Лист
	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						13				
					Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	



осадков и в результате техногенного воздействия возможно образование подземных вод типа «верховодка» в верхних частях разреза.

## 2.5 Метеорологические и климатические условия

Климат района умеренно-континентальный, с продолжительно-холодной зимой, сравнительно короткой и дружной весной, коротким и жарким летом, и дождливой осенью. Средняя годовая температура воздуха – 2,8 °С.

Территория района изысканий расположена в зоне умеренно-континентального климата. Климат территории с резко выраженными сезонами года: умеренно жарким и влажным летом и умеренно холодной зимой с устойчивым снежным покровом. Согласно схематической карте климатического районирования для строительства по СП 131.13330.2020 исследуемая территория расположена в районе IIB.

Климатические параметры холодного и теплого периодов года представлены в таблице 2.1. Климатическая характеристика приведена с использованием данных, приведенных ФГБУ ВНИИГМИ МЦД и СП 131.13330.2020.

Таблица 2.1 – Климатические параметры холодного и теплого периодов года

Характеристика	Станция	
	Елабуга (СП 131.13330.2020 / Справка)	Казань (СП 131.13330.2020)
Холодный период		
Наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98	минус 40	минус 37
Наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92	минус 36	минус 35
Наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98	минус 35	минус 33
Наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	минус 32	минус 31
Температура воздуха обеспеченностью 0,94 (соответствует температуре воздуха наиболее холодного периода)	минус 17	минус 16
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца	7,2	7,1
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0 °С, дни/средняя температура периода	150/ минус 8,2	154/ минус 8,4
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 8 °С, дни/средняя температура периода	205/ минус 4,9	208/ минус 5,2
Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха ниже 10 °С, дни/средняя температура периода	220/ минус 4,0	223/ минус 4,2
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	82	83
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца в 15 часов, %	79	80

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			14

Характеристика	Станция	
	Елабуга (СП 131.13330.2020 / Справка)	Казань (СП 131.13330.2020)
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	ЮЗ	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	4,1	3,9
Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^\circ$ , м/с	2,7	3,1
Теплый период		
Барометрическое давление, гПа	1006	1002
Температура воздуха обеспеченностью 0,95	24	24
Температура воздуха обеспеченностью 0,98	27	27
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	26	26
Средняя суточная амплитуда наиболее теплого месяца	11,1	11,1
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца (%)	68	68
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца в 15 часов, %	52	53
Суточный максимум осадков, мм	94	75
Преобладающее направление ветра за июнь-август	З	З

Вес снегового покрова на 1 м<sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли для площадок, расположенных на высоте не более 1500 м над уровнем моря принимается по границе снеговых районов IV и V: IV – 2,4 кПа; V – 3,2 кПа.

Средняя скорость ветра за зимний период – 4 м/с.

Нормативное значение ветрового давления принимается по ветровому району II и составляет 0,3 кПа.

Средняя многолетняя сумма осадков составляет от 550 до 650 мм.

В течение года осадки распределяются неравномерно. Большая часть осадков (около 60 %) выпадает в теплый период года (с апреля по октябрь), в холодный период года (с ноября по март) – соответственно около 40 %. Максимум осадков наблюдается в июле. Наименьшее количество осадков приходится на февраль – апрель.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										15
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

### 3 АРХИТЕКТУРНЫЕ И ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ

Архитектурные и объемно-планировочные решения блок-контейнеров телемеханики приведены в томе НКНХ.5273-ПД-ИЛО.АР1 раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта, подраздел 2. Объемно-планировочные и архитектурные решения, часть 1. Текстовая часть, том 4.2.1, инв. № 00054240.

Инв. № подл. 00051354	Подпись и дата					Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b> Лист 16

#### 4 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА (СЕЙСМИЧНОСТЬ, МЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ, ОПАСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ДР.)

К опасным геологическим и инженерно-геологическим процессам относятся эндогенные и экзогенные геологические процессы, возникающие под влиянием природных и техногенных факторов, и оказывающие отрицательное воздействие на строительные объекты и жизнедеятельность людей (СП 47.13330.2016).

На участке проведения изысканий были встречены следующие опасные геологические и инженерно-геологические процессы:

- подтопление территории
- затопление территории;
- застой поверхностных вод и заболачивание;
- карстовые процессы;
- эрозионные процессы;
- склоновые процессы;
- морозное пучение грунтов;
- сейсмичность территории.

##### 4.1 Подтопление территории

Под подтоплением понимается процесс подъема уровня грунтовых вод выше некоторого критического положения, а также формирования верховодки и (или) техногенного водоносного горизонта, приводящий к ухудшению инженерно-геологических условий территории строительства, агромелиоративной и экологической обстановки. Подтопление обусловлено превышением приходных статей водного баланса над расходными под влиянием комплекса природных и техногенных факторов.

В соответствии с п. 5.4.8 СП 22.13330.2016 в виду геологических, гидрогеологических и топографических причин (высокие гипсометрические отметки, близкое залегание уровня подземных вод, безнапорный характер водоносного комплекса), а также индивидуальное заглубление фундаментов сооружений, территорию проектируемого строительства следует считать потенциально подтопляемой, но есть и локальные участки естественно подтопленные (глубина залегания УГВ менее 3,0 м).

Категория опасности процесса подтопления изысканной территории, согласно таблицы 5.1 СП 115.13330.2016, является умеренно-опасной.

##### 4.2 Затопление территории

В период весеннего половодья участки проектируемых зданий и сооружений, пересекающие водные объекты местами могут быть затоплены паводковыми водами.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	00051354	Взам. инв. №	Подпись и дата	Лист

Наиболее крупные пересекаемые водотоки: р. Иныш, р. Аланка, р. Зай, р. Прось, р. Кама. Также проектируемая трасса пересекает множество ручьев и временных водотоков

Кроме участков влияния УВВ постоянных водных объектов, в период снеготаяния и (или) при выпадении осадков возможно кратковременное затопление всех понижений в рельефе, что следует учитывать при проектировании и организации строительства объектов.

Площадная пораженность территории процессом затопления менее 30 %.

#### 4.3 Застой поверхностных вод и заболачивание

В связи с литологическими особенностями и распространением глинистых грунтов с поверхности, обладающих низкими фильтрационными свойствами, на участке проектирования наблюдается локально застой поверхностных вод.

В руслах рек и ручьев заболоченные участки не встречены.

#### 4.4 Карстовые процессы

В районе прохождения трассы этиленопровода возможно проявление карстообразования, карстовые явления связаны с выщелачиванием карбонатных отложений пермского возраста (казанский ярус). Наибольшее распространение карстовых явлений наблюдается для участков от 110 до 190 км и от 190 до 260 км.

Результаты оценки карстовой опасности трассы этиленопровода на участке 110...190 км приведены в таблице 4.1. Результаты оценки карстовой опасности трассы этиленопровода на участке от 190 до 260 км приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.1 – Результаты оценки карстовой опасности на участке от 110 до 190 км

Номер карстового участка	Пикетаж участка	Категория опасности участка строительства в карстово-суффозионном отношении СП 22.13330.2016	Средний расчетный диаметр провала на поверхности земли $d_{ср}$ , м	Категория карстоопасности СП 11-105-97 ч.II (п 5.1, 5.2)
3.1	ПК1042+52.9-ПК1074+78.5	Неопасная	-	VI
3.2	ПК1074+78.5-ПК1077+81.8	Неопасная	0,4	V-Г
3.3	ПК1077+81.8-ПК1084+41.8	Неопасная	-	VI
3.4	ПК1084+41.8-ПК1127+11.5	Неопасная	-	VI
3.5	ПК1127+11.5-ПК1148+87.3	Неопасная	-	VI
3.6	ПК1148+87.3-ПК1158+55.3 ПК1171+37.8-ПК1172+35.2	Неопасная	-	VI
3.7	ПК1158+55.3-ПК1171+37.8	Неопасная	-	VI
3.7а	ПК1172+35.2-ПК1174+51.6	Опасная	1,4	IV-Г
3.8	ПК1174+51.6-ПК1233+3.3	Потенциально опасная	0,4	V-Г
3.9	ПК1233+3.2-ПК1234+69.3	Неопасная	1,4	V-Г

Изм. № подл.	00051354	Взам. инв. №	Подпись и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
							18

Номер карстового участка	Пикетаж участка	Категория опасности участка строительства в карстово-суффозионном отношении СП 22.13330.2016	Средний расчетный диаметр провала на поверхности земли $d_{ср}$ , м	Категория карстоопасности СП 11-105-97 ч.II (п 5.1, 5.2)
3.10	ПК1234+69.3-ПК1235+5.0	Неопасная	1,6	V-Г
3.11	ПК1235+5.0-ПК1250+3.0	Неопасная	0,3	V-Г
3.12	ПК1250+3.0-ПК1282+66.1	Неопасная	-	VI
3.14	ПК1282+66.1-ПК1294+58.6	Неопасная	0,1	V-Г
3.15	ПК1294+58.6-ПК1301+14.1; ПК1320+23,3-ПК1324+66,8	Неопасная	0,5	V-Г
3.16	ПК1301+14.1-ПК1308+42.1 ПК1316+72.1-ПК1320+23.3	Неопасная	-	VI
3.17	ПК1308+42.1-ПК1316+72.1	Неопасная	-	VI
3.18	ПК1324+66.8-ПК1327+65.6	Неопасная	0,3	V-Г
3.19	ПК1327+65.6-ПК1367+70.3	Неопасная	-	VI
3.20	ПК1367+70.3-ПК1428+47.4	Неопасная	0,3	V-Г
3.21	ПК1428+47.4-ПК1453+42.4 ПК1461+63.9-ПК1468+50.5	Неопасная	-	VI
3.22	ПК1453+42.4-ПК1461+63.9	Неопасная	-	VI
3.23	ПК1468+50.9-ПК1484+64.3 ПК1491+3.6-ПК1492+38.9	Неопасная	-	VI
3.23а	ПК1484+63.9-ПК1491+3.6; ПК1492+38.9-ПК1533+37.5	Неопасная	-	VI
3.23б	ПК1533+37.5-ПК1535+36.4	Неопасная	-	VI
3.24	ПК1535+36.4-ПК1537+1.1	Неопасная	-	VI
3.25	ПК1537+1.1-ПК1553+14.5; ПК1554+58.3-ПК1557+17.9	Неопасная	-	VI
3.26	ПК1553+14.5-ПК1554+58.3 ПК1557+17.9-ПК1592+32.4	Неопасная	-	VI
3.27	ПК1592+32.4-ПК1600+77.4 ПК1602+68.7-ПК1605+12.0	Неопасная	-	VI
3.28	ПК1600+77.4-ПК1602+68.7 ПК1605+12.0-ПК1675+26.6	Неопасная	-	VI
3.29	ПК1675+26.6-ПК1693+27.3	Неопасная	0,4	V-Г
3.30	ПК1693+27.3-ПК1703+6.1	Неопасная	0,4	V-Г
3.31	ПК1703+6.1-ПК1731+41.5; ПК1742+71.6-ПК1745+45.4	Неопасная	0,6	V-Г
3.32	ПК1731+41.5-ПК1742+71.6	Неопасная	-	VI
3.33	ПК1745+45.4-ПК1750+62.2	Неопасная	0,7	V-Г
3.34	ПК1750+62.2-ПК1770+51.5	Неопасная	-	VI
3.35	ПК1770+51.5-ПК1795+14.8	Неопасная	-	VI
3.36	ПК1795+14.8-ПК1801+43.3	Неопасная	0,9	V-Г
3.37	ПК1801+43.3-ПК1805+71.4	Неопасная	0,3	V-Г
3.38	ПК1805+71.4-ПК1834+45.5	Опасная	1,6	V-Г

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.  
00051354

Лист

19

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Номер карстового участка	Пикетаж участка	Категория опасности участка строительства в карстово-суффозионном отношении СП 22.13330.2016	Средний расчетный диаметр провала на поверхности земли $d_{ср}$ , м	Категория карстоопасности СП 11-105-97 ч.II (п 5.1, 5.2)
3.39	ПК1834+45.5-ПК1841+55.0	Неопасная	-	VI
3.39а	ПК1841+55.0-ПК1863+36.5	Неопасная	-	VI
3.40	ПК1863+36.4-ПК1885+34.5	Неопасная	-	VI
4.1	ПК1885+34.5-ПК1941+54.0	Неопасная	-	VI

Таблица 4.2 – Результаты оценки карстовой опасности на участке 190...260 км

Номер карстового участка	Пикетаж участка	Категория опасности участка строительства в карстово-суффозионном отношении СП 22.13330.2016	Средний расчетный диаметр провала на поверхности земли $d_{ср}$ , м	Категория карстоопасности СП 11-105-97 ч.II (п 5.1, 5.2)
4.1	ПК1885+34.5-ПК1941+54.0	Неопасная	-	VI
4.2	ПК1941+54.0-ПК1943+38.3 ПК1951+62.9-ПК1953+83.3	Неопасная	1,1	V-Г
4.3	ПК1943+38.3-ПК1951+62.9 ПК1953+83.3-ПК1969+87.5	Неопасная	0,6	V-Г
4.4	ПК1969+87.5-ПК1972+52.5	Неопасная	0,2	V-Г
4.5	ПК1972+52.5-ПК2000+4.6	Неопасная	0,5	V-Г
4.6	ПК2000+4.6-ПК2017+84.6	Потенциально опасная	2,0	V-Г
4.7	ПК2017+84.6-ПК2021+19.0 ПК2032+76.8-ПК2038+67.6	Неопасная	0,4	V-Г
4.8	ПК2021+19.0-ПК2032+76.8	Неопасная	0,4	V-Г
4.9	ПК2038+67.6-ПК2047+75.8	Неопасная	0,4	V-Г
4.10	ПК2047+75.8-ПК2100+57.6	Неопасная	0,4	V-Г
4.11	ПК2100+57.6-ПК2132+59.2	Неопасная	-	VI
4.12	ПК2132+59.2-ПК2141+96.0	Потенциально опасная	0,4	V-Г
4.13	ПК2141+96.0-ПК2150+90.3	Неопасная	0,8	V-Г
4.14	ПК2150+90.3-ПК2166+97.4 ПК2186+89.0-ПК2202+90.3	Неопасная	0,9	V-Г
4.15	ПК2166+97.4-ПК2186+89.0	Неопасная	0,8	V-Г
4.16	ПК2202+90.3-ПК2246+82.2	Неопасная	-	VI
4.17	ПК2246+82.2-ПК2267+38.3	Неопасная	-	VI
4.18	ПК2267+38.3-ПК2271+36.9	Неопасная	-	VI
4.19	ПК2271+35.2-ПК2279+95.2	Неопасная	-	VI
4.20	ПК2279+96.9-ПК2283+72.8	Неопасная	-	VI
4.21	ПК2283+72.8-ПК2302+46.8	Неопасная	-	VI

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

00051354

Лист

20

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Номер карстового участка	Пикетаж участка	Категория опасности участка строительства в карстово-суффозионном отношении	Средний расчетный диаметр провала на поверхности	Категория карстоопасности СП 11-105-97 ч. II (п 5.1, 5.2)
4.22	ПК2302+46.8-ПК2309+63.2	Неопасная	0,9	V-Г
4.23	ПК2309+63.2-ПК2310+71.3	Опасная	0,5	IV-Г
4.24	ПК2310+71.3-ПК2315+40.6 ПК2317+67.7-ПК2317+96.0	Опасная	2,3	IV-Г
4.25	ПК2315+40.6-ПК2317+67.7 ПК2317+96.0-ПК2328+52.1	Неопасная	0,7	V-Г
4.26	ПК2328+52.1-ПК2333+55.5	Неопасная	0,7	V-Г
4.27	ПК2333+55.5-ПК2337+99.7	Неопасная	0,7	V-Г
4.28	ПК2337+99.7-ПК2352+73.1 ПК2371+60.5-ПК2377+75.0	Неопасная	0,6	V-Г
4.29	ПК2352+73.1-ПК2371+60.5	Неопасная	0,7	V
4.30	ПК2377+75.0-ПК2378+65.0	Неопасная	0,7	V-Г
4.31	ПК2378+65.0-ПК2488+08.7	Опасная	6,7	III-B
4.31a	ПК2488+08.7-ПК2536+28.6	Неопасная	5,5	V-B

#### 4.5 Эрозионные процессы

На участке изысканий встречена донная и боковая (овражная) эрозия.

Наиболее интенсивно, эрозионный процесс протекает при подъеме уровня воды в весенние паводки. Степень современной эрозионной активности встреченных долин водотоков умеренная.

При рекогносцировочном обследовании участка работ боковая и донная эрозия встречена на участках пересечения трассы с ручьями, реками и оврагами.

Переходы трубопроводов через реки относятся к категории пассивных гидротехнических сооружений, не предназначенных и не способных влиять на естественный ход развития руслового процесса. Подводные переходы сами подвержены влиянию русловых деформаций и требуют учета характера, темпов, интенсивности и возможного диапазона плановых и глубинных деформаций за период их эксплуатации.

Под действием временных водных потоков (дождевых и талых вод) происходит процесс образования отрицательной формы рельефа, включающее в себя отрыв и вынос обломков материала и сопровождающееся их отложением.

Потенциальная площадная пораженность исследуемой территории процессом овражной эрозии составляет от 10 до 30 %. В соответствии с таблицей 5.1 СП 115.13330.2016 категория опасности по овражной эрозии, территория относится к умеренно опасной.

#### 4.6 Склоновые процессы

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								21
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			



На участке изысканий трассы этиленопровода опасные склоновые процессы оползни, обвалы, осыпи не встречены.

Крутые склоны оврагов, по которым был выполнен расчет устойчивости (крутизна более 200) встречены на участке проектируемой трассы этиленопровода: правый склон оврага Степана Разина, правый и левый склоны р. Кама, правый склон р. Иныш, левый склон р. Обзяк, правый и левый склоны р. Савруш, правый склон оврага ПК898, правый склон оврага ПК943, левый склон оврага ПК996, правый и левый берег р. Шия, левый склон р. Казкаш, правый и левый склоны р. Макса, правые склоны р. Сабы и р. Малая Меша, склоны р. Тямтибаш, склоны р. Шира, склоны р. Иинка, правый и левый склоны оврага ПК1471, правый и левый склоны оврага ПК1621, левый склон р. Новый Ключ, правый и левый склоны р. Шимяковка, правый и левый склоны р. Потурка, правый и левый склоны р. Потурка, правый и левый склоны р. Сумка.

Согласно материалам инженерных изысканий, указанные склоны по трассе этиленопровода находятся в устойчивом состоянии.

При техногенной срезке поверхности все склоны будут характеризоваться как устойчивые, как в природном состоянии, так и в условиях полного водонасыщения грунтов массива.

#### 4.7 Морозное пучение грунтов

Мерзлотные процессы связаны с сезонным промерзанием и оттаиванием почвы и грунта. Проведенные инженерно-геологические изыскания показали отсутствие сезонно- и многолетнемерзлых пород, а также перелетков мерзлых пород на участке изысканий.

В настоящее время, до глубины 5,0 м, возникновение мерзлых грунтов возможно только в результате сезонного промерзания. С сезонным промерзанием и оттаиванием грунта связаны процессы морозного выветривания, образование неглубоких (до 1 м) морозобойных трещин, слабо выраженное течение оттаивающего грунта.

Климатические условия региона благоприятствуют неглубокому сезонному промерзанию.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов в соответствии с п. 5.5.3 СП 22.13330.2016 составляет:

- для суглинков и глин – 1,51 м (м/с Казань) и 1,47 м (м/с Елабуга);
- для супесей, песков мелких и пылеватых – 1,83 м (м/с Казань) и 1,79 м (м/с Елабуга);
- для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 1,96 м (м/с Казань) и 1,91 м (м/с Елабуга);
- для крупнообломочных грунтов – 2,23 м (м/с Казань) и 2,17 м (м/с Елабуга).

Согласно ГОСТ 25100-2020 была определена относительная деформация морозного пучения:

- непучинистые ИГЭ: 31230и-10, 42310-1, 44200-4, 44210-4, 44220-4, 44220-7, 44220-10, 44221-1, 44320-10, 44330-1;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	22		

– слабопучинистые ИГЭ: 11200к-4, 11300и-4, 12130к-10, 12130к-11, 12200к-11, 12230к-10, 13130п-10, 13300и-1, 22300и-7, 22400и-4, 23200и-1, 23200к-4, 23200к-10, 23300и-4, 24200к-4, 24230и-10, 24230к-11, 24300и-4, 45200-4, 45220-10, 45320-10;

– среднепучинистые ИГЭ: 11401и-1, 12330и-10, 21401и-1, 22400и-1, 22430и-10, 24330и-10, 24400и-4.

#### 4.8 Сейсмичность

Согласно общему сейсмическому районированию Российской Федерации ОСП-2015, территория изысканий находится в сейсмическом районе с фоновой сейсмической интенсивностью в баллах шкалы MSK-64 для средних грунтовых условий в соответствии с картами:

– карта ОСП-2015-А (вероятность возможного превышения интенсивности землетрясений в течении 50 лет – 10 %) – 6 баллов;

– карта ОСП-2015-В (вероятность возможного превышения интенсивности землетрясений в течении 50 лет – 5 %) – 6 баллов;

– карта ОСП-2015-С (вероятность возможного превышения интенсивности землетрясений в течении 50 лет – 1 %) – 7 баллов.

Согласно письму ПАО «Нижнекамскнефтехим» «О значении расчетной сейсмической интенсивности площадки строительства» № 11492/НКНХ от 19.09.2024 для расчета сейсмической интенсивности на территории строительства согласовано применение карты ОСП-2015-В.

По результатам сейсмического микрорайонирования расчетная сейсмическая активность по карте ОСП-2015-В не превышает 6,1 балла.

Активные тектонические разломы на территории изысканий отсутствуют.

#### 4.9 Опасные гидрометеорологические явления

Опасные гидрометеорологические процессы и явления, наблюдаемые на участке изысканий, приведены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Опасные гидрометеорологические процессы и явления

Процессы, явления	Характеристика и критерий опасного метеорологического процесса, явления	Наличие процессов явлений на участке работ
Сильный ветер	Движение воздуха относительно земной поверхности с максимальной скоростью 25 м/с и более; на побережье арктических и дальневосточных морей и в горных районах – 35 м/с и более	Наблюдается
Очень сильный дождь (мокрый снег, дождь со снегом)	Количество осадков не менее 50 мм за период не более 12 ч	Наблюдается
Дождь	Слой осадков более 50 мм за 12 ч и менее, более 100 мм за 2 сут и менее, более 150 мм за 4 сут и менее, более 250 мм за 9 сут и менее, более 400 мм за 4 сут и менее	Наблюдается

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								23
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

Процессы, явления	Характеристика и критерий опасного метеорологического процесса, явления	Наличие процессов явлений на участке работ
Сильный ливень	Количество осадков не менее 30 мм за период не более 1 ч	Наблюдается
Очень сильный снег	Количество осадков не менее 20 мм за период не более 12 ч	Наблюдается
Крупный град	Град диаметром не менее 20 мм	Наблюдается
Сильная метель	Общая или низовая метель при средней скорости ветра не менее 15 м/с и видимости менее 500 м	Наблюдается
Сильный туман	Видимость при тумане не более 50 м	Наблюдается
Половодье	Ежегодный подъем уровня в реках, вызываемый таянием снега и льда со скоростью подъема уровня воды более 1,0 м/сут и площадной пораженностью территории более 15 %	Наблюдается
Паводок	Фаза водного режима реки, которая может многократно повторяться в различные сезоны года, характеризуется интенсивным обычно кратковременным увеличением расходов и уровней воды и вызывается дождями или снеготаянием во время оттепелей. Затопление на глубину более 1,0 м/сут и площадной пораженностью территории более 15 %	Наблюдается
Русловые деформации и абразия берега	Деформации берегов рек и водоемов со скоростью перемещения линии уреза и бровки абразионного уступа со скоростью более 1,0 м/год	Наблюдается

Изм. № подл.	00051354	Взам. инв. №	Подпись и дата							Лист
										24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1				

## 5 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Всего, по результатам камеральной обработки полевых работ, было выделено 4 слоя и 35 инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

- Слой 90. Асфальт, бетон;
- Слой 912. Насыпной грунт: суглинок коричневый, преимущественно тугопластичный, местами полутвердый, мягко- и текучепластичный, с частыми прослоями песка и с включениями гравия, дресвы и щебня до 10-20 %, с включениями строительного мусора;
- Слой 914. Насыпной грунт: песок коричневый, серовато-коричневый, преимущественно мелкий, реже пылеватый, средней плотности, средней степени водонасыщения, прослоями до малой степени, с частыми тонкими прослоями супеси и суглинка, с включениями гравия, дресвы и щебня до 10-15 %;
- Слой 915. Насыпной грунт: щебенистый грунт известняка желто-серого, средней прочности, средневыветрелого, малой степени водонасыщения, с песчаным заполнителем (до 15 %), с прослоями суглинка.
- ИГЭ 22300и-1. Суглинок коричневый, серовато-коричневый, серый, легкий, реже тяжелый, пылеватый до песчанистого, тугопластичный, ненабухающий, слабопучинистый, водонепроницаемый, с редкими примесями органического вещества, с редкими прослоями песка мелкого, с включениями дресвы и щебня;
- ИГЭ 22400и-1. Суглинок коричневый, серовато-коричневый до серого, легкий, реже тяжелый, пылеватый, прослоями до песчанистого, мягкопластичный, с редкими примесями органического вещества, среднепучинистый, водонепроницаемый, с прослоями песка мелкого, с включениями дресвы и щебня;
- ИГЭ 22300и-7. Суглинок темно-коричневый, коричневый, легкий, редкими прослоями до тяжелого, пылеватый, реже песчанистый, тугопластичный, редкими прослоями до полутвердого, ненабухающий, слабопучинистый, водонепроницаемый, с прослоями песка, редко с включениями гравия и гальки;
- ИГЭ 22400и-7. Суглинок темно-коричневый до серовато-коричневого, легкий, до тяжелого, пылеватый, реже песчанистый, мягкопластичный, среднепучинистый, водонепроницаемый, с прослоями песка мелкого, с редкими включениями гравия и гальки;
- ИГЭ 44220-7. Песок темно-коричневый и коричневый, мелкий, прослоями пылеватый, средней степени водонасыщения, средней плотности, однородный, реже неоднородный, непучинистый, сильноводопроницаемый, с тонкими прослоями суглинка и супеси, с редкими включениями гравия и гальки;
- ИГЭ 44320-7. Песок темно-коричневый и коричневый, мелкий, водонасыщенный, редкими прослоями средней степени водонасыщения, средней плотности, однородный, прослоями неоднородный, сильноводопроницаемый, с включениями гравия и гальки;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										25
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

– ИГЭ 11100к-4. Глина коричневая, желтовато-коричневая до темно-коричневой, легкая, песчанистая, реже пылеватая, прослоями до тяжелой, твердая, непросадочная, слабонабухающая, слабопучинистая, водонепроницаемая, с прослоями песка, с включениями дресвы известняка и песчаника (до 5 %);

– ИГЭ 11200к-4. Глина коричневая, серая и желтовато-коричневая, легкая, песчанистая, реже пылеватая, прослоями до тяжелой, полутвердая, непросадочная, слабонабухающая, слабопучинистая, водонепроницаемая, с прослоями песка мелкого, с включениями дресвы и щебня карбонатных пород (до 5 %);

– ИГЭ 11300и-4. Глина коричневая до серовато-коричневой, легкая, песчанистая, реже пылеватая, прослоями до тяжелой, тугопластичная, редкими прослоями до мягкопластичной, непросадочная, ненабухающая, слабопучинистая, водонепроницаемая, с редкими включениями дресвы карбонатных пород (до 5 %), с прослоями песка мелкого, с единичными прослойками карбонатной муки;

– ИГЭ 24200к-4. Суглинок коричневый до темно-коричневого, рыжевато-коричневый, тяжелый, реже легкий, пылеватый до песчанистого, полутвердый, редкими прослоями до твердого, непросадочный, слабонабухающий, слабопучинистый, водонепроницаемый, с тонкими прослойками супеси пластичной, песка мелкого, с редкими включениями дресвы карбонатных пород (до 5 %);

– ИГЭ 24300и-4. Суглинок коричневый до темно-коричневого, тяжелый до легкого, преимущественно пылеватый, тугопластичный, непросадочный, ненабухающий, слабопучинистый, водонепроницаемый, с прослоями песка мелкого, с включениями дресвы и щебня осадочных пород (до 5 %);

– ИГЭ 22400и-4. Суглинок коричневый до темно-коричневого, легкий до тяжелого, пылеватый, реже песчанистый, мягкопластичный, редкими прослоями до текучепластичного, среднепучинистый, водонепроницаемый, с тонкими прослоями супеси, песка мелкого, с включениями дресвы осадочных пород (до 5 %);

– ИГЭ 44220-4. Песок коричневый, мелкий, средней степени водонасыщения, средней плотности, однородный, прослоями до неоднородного, непучинистый, сильноводопроницаемый, с тонкими прослоями суглинка;

– ИГЭ 24300и-8. Суглинок светло-коричневый до серовато-коричневого, тяжелый до легкого, пылеватый до песчанистого, тугопластичный, редкими прослоями до мягкопластичного, полутвердого, твердого, непросадочный, ненабухающий, слабопучинистый, водонепроницаемый, с частыми прослоями песка мелкого, глины полутвердой;

– ИГЭ 22400и-8. Суглинок светло-коричневый до серовато-коричневого и серого, легкий до тяжелого, пылеватый, прослоями песчанистый, мягкопластичный, среднепучинистый, водонепроницаемый, с редкими примесями органического вещества, с частыми прослоями супеси пластичной, песка мелкого;

– ИГЭ 44210-8. Песок желтовато-коричневый, серовато-коричневый до серого, мелкий, прослоями до пылеватого, средней крупности, плотный, средней степени водонасыщения, однородный, прослоями неоднородный, непучинистый, сильноводопроницаемый, с прослоями суглинка и супеси, с редкими прослоями глины;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						26
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			



– ИГЭ 55234-10. Щебенистый грунт известняка малопрочный, прослоями средней прочности, средней степени водонасыщения, сильновыветрелый, с преимущественно суглинистым заполнителем, с прослоями глины и песчаника сильновыветрелого до состояния песка;

– ИГЭ Ц3221-10. Известняк серый до зеленовато-серого, глинистый, прослоями доломитовый, средней прочности, плотный, прослоями до средней плотности, средневыветрелый, неразмягчаемый, редкими прослоями размягчаемый, с частыми тонкими прослоями глины твердой;

– ИГЭ 12130к-11 Глина серая, зеленовато-серая, желтовато-серая и серо-коричневая, легкая, реже тяжелая, преимущественно пылеватая, редкими прослоями щебенистая, твердая, преимущественно слабонабухающая, непросадочная, слабопучинистая, водонепроницаемая, с прослоями песчаника сильновыветрелого до песка, известняка и аргиллита, с включениями дресвы и щебня карбонатных пород (до 20 %);

– ИГЭ 12230и-11. Глина серая, серовато-коричневая, зеленовато-коричневая и коричневая, преимущественно легкая, пылеватая, прослоями песчаная, полутвердая, непросадочная, ненабухающая, слабопучинистая, водонепроницаемая, с прослоями песчаника выветрелого до песка, известняка, суглинка, супеси, с включениями дресвы и щебня карбонатных пород (до 20 %);

– ИГЭ 24230к-11. Суглинок серый, коричневатый-серый, желтовато-коричневый, тяжелый, реже легкий, пылеватый, реже песчаный, полутвердый, редкими прослоями до твердого, непросадочный, слабонабухающий, слабопучинистый, водонепроницаемый, с прослоями песчаника выветрелого до песка, известняка, супеси и глины, с включениями дресвы и щебня карбонатных пород (до 20 %);

– ИГЭ 45220-11. Песчаник выветрелый до песка пылеватого, прослоями до мелкого, серовато-коричневый, серый и желтовато-серый, средней степени водонасыщения, редкими прослоями до малой, средней плотности, неоднородный, прослоями до однородного, непучинистый, водонепроницаемый, с прослоями глины, суглинка, известняка, с включениями дресвы и щебня карбонатных пород;

– ИГЭ 45320-11. Песчаник выветрелый до песка пылеватого, прослоями до мелкого, светло-серый, коричневатый-, желтовато- и зеленовато-серый, водонасыщенный, средней плотности, неоднородный, реже однородный, водонепроницаемый, с прослоями глины и суглинка;

– ИГЭ 55234-11. Щебенистый грунт известняка малопрочный, средней степени водонасыщения, прослоями до маловлажного, сильновыветрелый, с преимущественно глинистым заполнителем, с прослоями глины и суглинка;

– ИГЭ 55334-11. Щебенистый грунт известняка малопрочный, водонасыщенный, сильновыветрелый, с преимущественно суглинистым заполнителем, с прослоями известняка;

– ИГЭ Ц3221-11. Известняк серый, желтовато-коричневый и серовато-коричневый, глинистый, прослоями доломитистый, средней прочности, прослоями до малопрочного, плотный, средневыветрелый, реже сильновыветрелый,

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.	00051354						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
							28

неразмягчаемый, прослоями до размягчаемого, прослоями известняк разрушен до щебня и муки, с частыми тонкими прослоями глины твердой;

– ИГЭ Ц5332-11. Известняк серый и желтовато-серый, доломитистый, реже глинистый, пониженной прочности, прослоями до малопрочного, средней плотности, прослоями до плотного, среднепористый, неразмягчаемый, прослоями до размягчаемого. сильновыветрелый, участками до состояния дресвы и щебня, карбонатной муки.

Нормативные и расчетные значения характеристик грунтов, выделенных ИГЭ, принятые на основании результатов лабораторных и полевых исследований, приведены в:

– приложении П тома НКНХ.5273-ИИ-ИГИ1.2.1.5 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий, подраздел 1. Участок КМ 0 – КМ 60, часть 1. Текстовая часть, книга 5. Текстовые приложения Н-П;

– приложении П тома НКНХ.5273-ИИ-ИГИ2.2.1.5 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий, подраздел 2. Участок КМ 60 – КМ 110, часть 1. Текстовая часть, книга 5. Текстовые приложения Н-П;

– приложении П тома НКНХ.5273-ИИ-ИГИ3.2.1.5 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий, подраздел 3. Участок КМ 110 – КМ 190, часть 1. Текстовая часть, книга 5. Текстовые приложения Н-П;

– приложении П тома НКНХ.5273-ИИ-ИГИ4.2.1.5 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий, подраздел 4. Участок КМ 190 – КМ 260, часть 1. Текстовая часть, книга 5. Текстовые приложения Н-П.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инв. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист
									29
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									



## 6 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Уровень подземных вод подвержен сезонным колебаниям, связанным с сезонными колебаниями уровней поверхностных вод. Величина сезонных колебаний уровня подземных вод составляет от 0,5 до 1,0 м выше зафиксированного при изысканиях.

Химический состав подземных вод приведен в:

– томе НКНХ.5273-ИИ-ИГИ2.1.1.1. Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий, подраздел 1. Участок КМ 0 – КМ 60, часть 1. Текстовая часть, книга 1. Разделы 1-16;

– томе НКНХ.5273-ИИ-ИГИ2.2.1.1 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий, подраздел 2. Участок КМ 60 – КМ 110, часть 1. Текстовая часть, книга 1. Разделы 1-16;

– томе НКНХ.5273-ИИ-ИГИ2.3.1.1 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий, подраздел 3. Участок КМ 110 – КМ 190, часть 1. Текстовая часть, книга 1. Разделы 1-16;

– томе НКНХ.5273-ИИ-ИГИ2.4.1.1 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий, подраздел 4. Участок КМ 190 – КМ 260, часть 1. Текстовая часть, книга 1. Разделы 1-16.

По химическому составу подземные воды гидрокарбонатно-сульфатные магниевые-натриевые, сульфатно-гидрокарбонатные магниевые-натриевые, сульфатно-натриевые, по степени минерализации – слабосоленоватые, по водородному показателю рН – нейтральная и щелочная, по общей жесткости – умеренно жесткая и очень жесткие.

По суммарному содержанию сульфатов и хлоридов грунтовые воды от неагрессивных до среднеагрессивных свойств.

Инд. № подл.	00051354					Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	
							30

## 7 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ, ГРУЗООБОРОТЕ, ИНТЕНСИВНОСТИ ДВИЖЕНИЯ И ДР.) ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Проектная мощность (производительность) проектируемого магистрального этиленопровода – до 600 тыс. т/год согласно п. 9.2.9 Задания № 2 на разработку проектной документации.

Режим работы этиленопровода принят согласно п. 9.2.10 Задания № 2 на разработку проектной документации – круглогодичный, круглосуточный 8520 ч в год.

Проектная пропускная способность проектируемого магистрального этиленопровода составляет  $600000 / 8520 = 70,423$  т/ч.

Обзорная схема проектируемого магистрального этиленопровода приведена на чертеже НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2-ТЛ-0001 (см. НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 1. Магистральный этиленопровод, книга 2. Графическая часть, том 3.1.2 инв. № 00051355).

Структурная схема проектируемого магистрального этиленопровода приведена на чертеже НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2-ТЛ-0002 (см. НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 1. Магистральный этиленопровод, книга 2. Графическая часть, том 3.1.2 инв. № 00051355).

Номинальный диаметр проектируемого магистрального этиленопровода составляет DN 250 согласно п. 9.2.8 Задания № 2 на разработку проектной документации.

Протяженность проектируемого магистрального этиленопровода составляет ориентировочно 253,6 км.

Рабочее давление этиленопровода принято 9,8 МПа согласно п. 9.2.13 Задания № 2 на разработку проектной документации.

Этиленопровод предназначен для транспортировки этилена по ГОСТ 25070-2013 согласно п. 9.2.11 Задания № 2 на разработку проектной документации.

Состав транспортируемого этилена принят согласно ГОСТ 25070-2013 и представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Состав этилена по ГОСТ 25070-2013

Наименование показателя	Норма
Объемная доля этилена, %, не менее	99,9
Объемная доля пропилена, %, не более	0,005
Объемная доля метана и этана, %, не более	0,1
Объемная доля ацетилена, %, не более	0,001
Объемная доля диеновых углеводородов (пропадиена и бутадиена), %, не более	0,0005
Объемная доля диоксида углерода, %, не более	0,001
Объемная доля оксида углерода, %, не более	0,0005

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						31
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Наименование показателя	Норма
Объемная доля метанола, %, не более	0,001
Объемная доля кислорода, %, не более	0,0002
Массовая концентрация серы, мг/м, не более	1
Массовая доля воды, %, не более	0,001
Объемная доля аммиака, %, не более	0,0001

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Индв. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									Лист
									32

## 8 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА (В ТОМ ЧИСЛЕ ВОЗМОЖНОСТЬ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАКИХ ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ), ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ

На трубопроводе применяется следующие типы технологического оборудования и устройств:

- камеры запуска и приема средств очистки и диагностики;
- запорная арматура;
- запорно-регулирующая арматура;
- обратная арматура;
- электроизолирующие вставки;
- блок-контейнеры телемеханики;
- станции катодной защиты.

Срок службы основного технологического оборудования не менее 30 лет, трубопроводов не менее 30 лет, зданий и сооружений не менее 30 лет.

Основные характеристики технологических процессов и оборудования приняты согласно Задания № 2 на разработку проектной документации, ТУ на подключение и полученных расчетных данных.

В соответствии со статьей 7 Федерального закона от 21.07.97 № 116-ФЗ на проектируемом объекте (опасный производственный объект) применяются технические устройства, для которых обязательные требования и формы оценки их соответствия указанным обязательным требованиям устанавливаются в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании, а именно – в технических регламентах.

Обязательное подтверждение соответствия осуществляется путем декларирования соответствия или сертификации. Вид подтверждения на соответствие определяется требованиями технического регламента.

Технические устройства, применяемые на магистральном трубопроводе, запорно-регулирующая арматура, камеры запуска/приема очистных устройств, соответствуют следующим техническим регламентам Таможенного союза:

- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», утвержден Решением комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 № 823;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», утвержден Решением комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 № 825;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», утвержден Решением Совета Евразийской экономической комиссии от 2.07.2013 № 41.

Изн. № подл.	00051354	Взам. инв. №	Подпись и дата							Лист
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						33
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					

Соответствие применяемых технических устройств требованиям ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», подтверждается Сертификатом или Декларацией о соответствии согласно статье 8 ТР ТС 010/2011. Соответствие применяемых технических устройств требованиям ТР ТС 010/2011 обеспечивается выполнением его требований непосредственно либо выполнением требований международных и региональных (межгосударственных) стандартов, а в случае их отсутствия – национальных (государственных) стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований ТР ТС 010/2011, и международных и региональных (межгосударственных) стандартов, а в случае их отсутствия – национальных (государственных) стандартов, содержащих правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, необходимые для применения и исполнения требований ТР ТС 010/2011 и осуществления оценки соответствия объектов технического регулирования, утвержденные Решением Коллегии Евразийской экономической комиссии от 09.03.2021 № 28.

Соответствие применяемых технических устройств требованиям ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», подтверждается Сертификатом о соответствии согласно статье 6 ТР ТС 012/2011. Соответствие применяемых технических устройств требованиям ТР ТС 012/2011 обеспечивается выполнением его требований безопасности непосредственно, либо выполнением требований международных и региональных (межгосударственных) стандартов, а в случае их отсутствия – национальных (государственных) стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований ТР ТС 012/2011, и международных и региональных (межгосударственных) стандартов, а в случае их отсутствия – национальных (государственных) стандартов, содержащих правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, необходимые для применения и исполнения требований ТР ТС 012/2011 и осуществления оценки соответствия объектов технического регулирования, утвержденные Решением Коллегии Евразийской экономической комиссии от 01.12.2020 № 158.

Соответствие применяемых технических устройств требованиям ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», подтверждается Сертификатом или Декларацией о соответствии согласно статье 6 ТР ТС 032/2013. Соответствие применяемых технических устройств требованиям ТР ТС 032/2013 обеспечивается выполнением его требований непосредственно либо выполнением требований международных и региональных (межгосударственных) стандартов, а в случае их отсутствия – национальных (государственных) стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований ТР ТС 032/2013, и международных и региональных (межгосударственных) стандартов, а в случае их отсутствия – национальных (государственных) стандартов, содержащих правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, необходимые для применения и исполнения требований ТР ТС 032/2013 и осуществления оценки соответствия объектов технического регулирования, утвержденные Решением Коллегии Евразийской экономической комиссии от 11.06.2019 № 96.

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.	00051354						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
							34

Условия эксплуатации для климатической зоны с максимальной отрицательной температурой наружного воздуха минус 47 °С и максимально положительной температурой 40 °С в соответствии с ГОСТ 15150-69 приняты как для холодного климата. Климатическое исполнение принимается УХЛ1 либо ХЛ1.

Все применяемое оборудование рассчитано на давление не менее 9,8 МПа. Запорно-регулирующая арматура рассчитана на давление 16 МПа согласно п. 28.9.10 Задания № 2 на разработку проектной документации для повышения надежности и безопасности ЗРА.

Устройства камер запуска и приема в блочно-комплектном исполнении предназначены для запуска в трубопровод и приема из него скребков, разделителей, дефектоскопов и других поточных устройств. Все камеры принимаются в реверсивном исполнении и позволяют производить как запуск, так и прием внутритрубных устройств, в зависимости от текущего направления потока этилена. Камеры запуска и приема снабжены затвором повышенной надежности байонетного типа. Конструкция затвора исключает любое открытие затвора при наличии избыточного давления в камере. Длина корпуса камер позволяет применять любые современные средства диагностики длиной до 4 м. Завод-изготовитель комплектует камеры необходимым для работы оборудованием:

- краном консольным для загрузки и выгрузки СОД;
- устройствами запасовки и извлечения;
- тросовым механизмом с тросовой системой;
- комплектом прокладок к затвору;
- поддоном для сбора утечек;
- полным комплектом крепежных, запасных и монтажных частей и пр.

Для контроля над ходом СОД предусмотрены сигнализаторы прохождения поточных устройств. Контроль над состоянием давления в камерах осуществляется посредством манометров и датчиков давления.

Для уменьшения нагрева камер запуска и приема СОД от солнечного излучения предусматривается нанесение на камеры светоотражающей краски светлых тонов.

Запорная арматура (краны шаровые) отвечает требованиям ГОСТ 12.2.063-2015, ГОСТ Р 56001-2014. Плотность затворов шаровых кранов соответствует классу герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015. Краны обеспечивают герметичность затвора в любом направлении потока среды. Максимальный перепад давления на затворе для линейных кранов, байпасной и обвязочной арматуры 16 МПа выбран из условия обеспечения оптимального усилия на штоке. Сечение проточной части кранов DN 250 принимается полнопроходным. Присоединение к трубопроводу выполняется сваркой. Для кранов подземной установки предусматривается удлинитель штока и антикоррозионная изоляция усиленного типа. Для кранов надземной установки предусматривается лакокрасочное покрытие.

Линейная запорная арматура (краны шаровые) DN 250, а также часть арматуры DN 150 и DN 100, отмеченные на технологических схемах, оборудованы электроприводом с ручным дублером. Электропитание приводов обеспечивается по

Изм. № подл.	00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						35
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					

I категории надежности энергоснабжения согласно п.28.9.11 Задания № 2 на разработку проектной документации. Предусматриваются устройства (приспособления), предотвращающие несанкционированное снятие электроприводов согласно п. 28.9.12 Задания № 2 на разработку проектной документации.

Запорно-регулирующая арматура (клапан запорно-регулирующий) предусматривается в составе устройств камер запуска и приема в блочно-комплектном исполнении и предназначена для плавного заполнения камер СОД этиленом. Диаметр клапана – DN 50. Тип привода – ручной. Присоединение к трубопроводу – фланцевое.

Обратная арматура (клапан обратный) предусматривается на линиях азота, подключаемых к камерам СОД, установленных на территории Нижнекамской КС и Казанской КС. Клапаны предназначены для исключения попадания этилена в линии азота при продувках и вытеснении этилена из этиленопровода азотом. Диаметр клапана – DN 50. Присоединение к трубопроводу – фланцевое.

Вставки электроизолирующие необходимы для обеспечения электрического разъединения, защищаемого катодной защитой объекта от не защищаемого, заземленного или имеющего собственную систему ЭХЗ. Вставки электроизолирующие отвечают требованиям ГОСТ Р 9.603-2021. Категория вставок электроизолирующих по допустимым механическим нагрузкам принята «А» – для повышенных нагрузок.

Все электрооборудование, применяемое на магистральном трубопроводе, предназначенное для работы во взрывопожароопасных средах и размещаемое в взрывоопасных зонах, выбирается с учетом категории и группы взрывоопасной смеси, а также с учетом размера взрывоопасных зон.

Оборудование, трубопроводная арматура, трубы, соединительные детали, материалы и изделия соответствуют требованиям СП 36.13330.2012 и должны быть сертифицированы.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инва. № подл.	00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист	36

## 9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

Основные технические решения по электротехнической части проекта приведены в томе НКНХ.5273-ПД-ИЛО.ИОС1.1 раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта, подраздел 4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения, часть 1. Система электроснабжения, книга 1. Текстовая часть, том 4.4.1.1, инв. № 00054840.

Основной задачей разработки и осуществления мероприятий по экономии электроэнергии является устранение или сокращение потерь электроэнергии в установках потребителей. К ним относятся не только потери в агрегатах и электрических сетях, которые неизбежны в процессе преобразования электроэнергии, передачи электроэнергии, но и дополнительные потери, вызываемые несоответствием фактической загрузки агрегатов их номинальной мощности или нерациональными режимами работы оборудования.

В проектной документации предусмотрены следующие мероприятия, обеспечивающие экономию электроэнергии:

- оптимальный энергетический режим с максимальной производительностью технологического оборудования с минимальными удельными расходами энергии;
- приближение ТП 6(10)/0,4 кВ и распределительных щитов к центру электрических нагрузок;
- выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,4 кВ;
- рациональный выбор кабельных трасс и сечения питающих кабелей;
- применение энергоэффективных источников света с меньшей установленной мощностью, но большей светоотдачей (светодиодных светильников);
- учет расхода электроэнергии;
- проведение мониторинга технического состояния приборов учета электроэнергии.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1	Лист
											37



**10 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ  
ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ,  
ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ  
ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА**

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах, используемых в процессе строительства трубопровода, приведена в томе НКНХ.5273-ПД-ПОС1 раздел 5. Проект организации строительства, часть 1. Текстовая часть, том 5.1, инв. № 00053805.

Инв. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист 38
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1	

**11 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ  
СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ  
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ  
МЕСТ**

Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащённость рабочих мест приведены в томe НКНХ.5273-ПД-ТКР7 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 7. Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием, том 3.7, инв. № 00053828.

Инд. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист 39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1	

**12 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ  
АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ  
ПРОЦЕССАМИ, АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ  
НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА РАБОТЫ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА**

Полное описание и обоснование принятых автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта представлены в разделах 29, 30 настоящего тома.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инд. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист
									40
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									

### 13 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СТАТЬЕЙ 8 ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА «О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ»

В проектируемом объекте отсутствуют объекты транспортной инфраструктуры, указанные в пункте 5 статьи 1 Федерального закона от 09.02.2007 № 16-ФЗ «О транспортной безопасности». Раздел не разрабатывается.

Инд. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист 41
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1	

## 14 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

На участке проведения изысканий были встречены следующие опасные геологические и инженерно-геологические процессы:

- подтопление территории
- затопление территории;
- застой поверхностных вод и заболачивание;
- карстовые процессы;
- эрозионные процессы;
- склоновые процессы;
- морозное пучение грунтов;
- сейсмичность территории.

### 14.1 Прокладка трубопровода на подтопляемых, затопляемых, заболачиваемых участках

При инженерной защите сооружения от подтопления в период строительства и эксплуатации следует применять мероприятия согласно разделу 11 СП 22.13330.2016 и разделу 10 СП 116.13330.2012.

Во избежание изменения гидрогеологических условий под влиянием строительства, при проектировании следует предусмотреть мероприятия по недопущению аккумуляции талых и дождевых вод в границах проекта с организацией поверхностного стока за ее пределы.

На подтопляемых и затопляемых участках трубопровода предусматривается балластировка. Решения по балластировке трубопровода приведены в разделе 50 настоящего тома.

### 14.2 Прокладка трубопровода на карстоопасных участках

На отдельных участках трассы этиленопровода возможно проявление карстообразования. Согласно данным, приведенным в отчетах по инженерным изысканиям, расчетный диаметр вновь возникающих потенциальных карстовых провалов может достигать 6,7 м.

Проектной документацией предусмотрены следующие решения, обеспечивающие надежность и безопасность этиленопровода на карстоопасных участках:

- повышение категории трубопровода до категории «В» на участках, имеющих категорию опасности участка строительства в карстово-суффозионном отношении – «опасная» по СП 22.13330.2016;
- прочностные расчеты трубопровода выполнены с учетом дополнительных нагрузок, возникающих при образовании карстовых провалов по трассе этиленопровода;

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Изм. № подл.	00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист	42
											НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

- недопущение скопления поверхностных вод в котлованах и на площадках в период строительства;
- в процессе эксплуатации этиленопровода необходимо предусмотреть более частую периодичность обходов;
- в процессе эксплуатации этиленопровода необходимо осуществлять периодический геологический мониторинг вертикальных смещений грунта по глубинным грунтовым реперам;
- в процессе эксплуатации этиленопровода необходимо осуществлять засыпку вновь образовавшихся карстовых провалов по трассе этиленопровода слабопроницаемым грунтом с уплотнением.

#### **14.3 Прокладка трубопровода на участках, подверженных эрозионным процессам и крутых склонах**

В процессе строительства трубопровода и сооружений на нем для исключения нарушений природных геолого-литологических, гидрогеологических условий и в целях экологической безопасности производятся следующие мероприятия:

- рекультивация нарушенного растительного покрова по окончании строительных работ;
- мероприятия по инженерной защите трубопроводов;
- утилизация строительных отходов в специально отведенные места;
- недопущение разлива горюче-смазочных материалов на рельеф и в водоемы.

Пересечение водных преград и оврагов с наиболее крутыми склонами выполнено методом ННБ без нарушения растительного покрова склонов, разработки подводных траншей.

Остальные водные преграды и овраги пересекаются открытым способом со срезкой поверхности склонов до угла 10°.

Основные технические решения по срезке склонов и инженерной защите трубопровода приведены в томе НКНХ.5273-ПД-ТКР3 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 3. Инженерная защита линейной части этиленопровода, том 3.3, инв. № 00055905.

#### **14.4 Прокладка трубопровода на участках пучинистых грунтов**

На участках пучинистых грунтов для исключения возможности возникновения деформаций трубопровода, вызванного потерей устойчивости под действием сил морозного выпучивания, прокладка трубопровода осуществляется ниже глубины промерзания грунта.

#### **14.5 Сейсмичность**

Согласно п. 9.4.1 СП 36.13330.2012 сейсмическое воздействие при проектировании подземного магистрального трубопровода не учитывается, так как интенсивность землетрясений менее 8 баллов.

Изм. № подл.	00051354	Взам. инв. №	Подпись и дата							Лист
										43
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>				

## 15 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ПРОДУКТА

Магистральный этиленопровод предназначен для транспортировки этилена, вырабатываемого ПАО «Нижнекамскнефтехим», с Нижнекамской компрессорной станции (цех 2201) на Казанскую компрессорную станцию (цех 2202) для передачи этилена в ПАО «Казаньоргсинтез». Предусмотрена возможность транспортировки этилена и в обратном направлении (реверс).

Режим работы трубопровода – непрерывный, круглогодичный, 8520 ч в год.

Режим транспортировки этилена принят сверхкритическим согласно п. 9.2.12 Задания № 2 на разработку проектной документации.

Режим транспортирования является сверхкритическим при давлении транспортируемого продукта превышающим критическое давление. Для этилена критическое давление составляет 5,0418 МПа. Минимальное давление транспортировки этилена принимается равным 5,55 МПа.

Сверхкритический режим транспортирования этилена позволяет избежать нарушения режима перекачки из-за возможности образования двухфазного потока этилена (газожидкостной смеси).

Кроме того, данное техническое решение позволяет снизить диаметр магистрального этиленопровода по сравнению с транспортом этилена в газообразном состоянии, и, вследствие этого, сократить капитальные затраты и эксплуатационные расходы.

Трубопроводная арматура, предназначенная для управления процессом транспорта этилена по проектируемому магистральному этиленопроводу, расположена на линейных крановых узлах, узлах запуска и приема СОД.

Управление трубопроводной арматурой осуществляется из центрального диспетчерского пункта (ЦДП) АБК площадки цеха 2201 (Нижнекамская КС) в г. Нижнекамске, а также из местных диспетчерских пунктов (МДП) на площадке цеха 2201 (Нижнекамская КС) в г. Нижнекамске и на площадке цеха 2202 (Казанская КС) в г. Казани.

На водных переходах через реки Зай, Прось и Кама, на которых предусмотрены резервные нитки, в случае поступления сигнала об утечке на переходе от системы СОУ проектом предусматривается автоматическое закрытие запорной арматуры, ограничивающей нитку подводного перехода, на которой произошла утечка. Если одна из ниток на указанных переходах отсечена закрытой запорной арматурой (например, выведена в ремонт), автоматическое закрытие запорной арматуры на второй нитке перехода не осуществляется, решение о перекрытии запорной арматуры принимает диспетчер трубопровода.

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.	00051354						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
							44

## 16 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ПО ПЕРЕМЕЩЕНИЮ ПРОДУКТА

Проектная мощность (производительность) проектируемого магистрального этиленопровода – до 600 тыс. т/год согласно п. 9.2.9 Задания № 2 на разработку проектной документации.

Режим работы этиленопровода принят согласно п. 9.2.10 Задания № 2 на разработку проектной документации – круглогодичный, круглосуточный 8520 ч в год.

Проектная пропускная способность проектируемого магистрального этиленопровода составляет  $600000 / 8520 = 70,423$  т/ч.

Изн. № подл.	00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
										45
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1				





Требуемый срок эксплуатации труб и заводского антикоррозионного покрытия – не менее 30 лет.

В качестве соединительных деталей трубопровода (СДТ) применены:

- тройники по ГОСТ 17376-2001 или ТУ производителей;
- отводы гнутые ГОСТ 24950-2019 или ТУ производителей;
- отводы крутоизогнутые по ГОСТ 17375-2001 или ТУ производителей;
- переходы концентрические по ГОСТ 17378-2001 или ТУ производителей;
- заглушки по ГОСТ 17379-2001 или ТУ производителей.

Все применяемые трубы и СДТ выбраны с идентичными или схожими характеристиками для повышения качества и прочности сварных соединений.

Этиленопровод отнесен к категории «I» по СП 36.13330.2012 за исключением участков, отнесенных к категории «B»:

- в пределах территории Нижнекамской КС;
- в пределах территории Казанской КС;
- в пределах границ муниципального образования г. Нижнекамск;
- в пределах границ муниципального образования г. Казань;
- в пределах приаэродромных территорий (пятая подзона) аэропорта Бегишево;
- в пределах приаэродромных территорий (пятая подзона) аэропорта Борисоглебское;
- переходы через железные дороги общей сети, автомобильные дороги общего пользования категорий I и II и водные судоходные преграды с примыкающими к этим переходам по обеим сторонам участками длиной не менее значений 220 м (расстояние определено по расчетам рисков);
- сближения с населенными пунктами, определенными расчетами рисков;
- участки, имеющие категорию опасности участка строительства в карстово-суффозионном отношении «опасная».

Линейная часть этиленопровода состоит разбита на титула. Номера титулов, наименование и характеристика участков линейной части этиленопровода приведены в таблице 17.2.

Расположение и номера титулов узлов запорной арматуры приведены в таблице 23.1 настоящего тома.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инд. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									

Таблица 17.2 – Номера титулов, наименование и характеристика участков линейной части этиленопровода

Номер титула	Наименование составной части объекта капитального строительства	Протяженность, км	Примечание
0201	Участок этиленопровода «Нижнекамск - Казань» от Нижнекамской КС до р. Кама	40,72	Подземная прокладка, протяженность по основной нитке – 36,22 км, по резервной нитке – 4,50 км
0221	Участок этиленопровода «Нижнекамск - Казань» от р. Кама до а.д. Татарская Икшурма - Большой Арташ	68,98	Подземная прокладка, протяженность по основной нитке – 68,85 км, по резервной нитке – 0,13 км
0218	Участок этиленопровода «Нижнекамск - Казань» от а.д. Татарская Икшурма - Большой Арташ до ж.д.	82,22	Подземная прокладка, протяженность по основной нитке – 82,22 км
0224	Участок магистрального этиленопровода «Нижнекамск - Казань» от ж.д. до Казанской КС	51,85	Подземная прокладка, протяженность по основной нитке – 51,85 км
0230	Переходы магистрального этиленопровода «Нижнекамск - Казань» через водные преграды методом ННБ	15,12	Подземная прокладка, протяженность по основной нитке – 11,70 км, по резервной нитке – 3,42 км
0231	Переходы магистрального этиленопровода «Нижнекамск - Казань» через дороги методом ННБ	2,80	Протяжённость по основной нитке – 2,80 км

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инва. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									

## 18 ОБОСНОВАНИЕ ДИАМЕТРА ТРУБОПРОВОДА

Диаметр этиленопровода принят согласно п. 9.2.8 Задания № 2 на разработку проектной документации и составляет DN 250.

Гидравлический расчет выполняется для обоснования достаточности принятого диаметра этиленопровода.

Приняты следующие исходные данные для гидравлического расчета.

Протяженность трассы этиленопровода принята по данным инженерных изысканий и составляет 253,6 км.

Расчетный продольный профиль этиленопровода принят по данным инженерных изысканий и представлен на рисунке 18.1.

Рабочее давление этиленопровода принято согласно п. 9.2.13 Задания № 2 на разработку проектной документации и составляет 9,8 МПа.

Состав этилена, транспортируемого по этиленопроводу, приведен в таблице 7.1.

Агрегатное состояние транспортируемого этилена согласно п. 9.2.13 Задания № 2 на разработку проектной документации – сверхкритическое.

Минимальное давление этилена в этиленопровode принято на 0,5 МПа выше критического давления этилена (5,0418 МПа) с целью обеспечения сверхкритического агрегатного состояния транспортируемого продукта и составляет 5,55 МПа.

Расход этилена принят согласно п. 9.2.9 Задания № 2 на разработку проектной документации и составляет 600 тыс. т/год.

Режим работы этиленопровода согласно п. 9.2.10 Задания № 2 на разработку проектной документации – 8520 часов в год.

Гидравлические расчеты выполняются с учетом профиля трассы, теплоотдачи от транспортируемого продукта в окружающую среду, дроссель-эффекта, теплофизических свойств транспортируемого продукта, которые определяются на основании данных об их компонентном составе.

Гидравлические расчеты выполняются с использованием программы «PIPESIM».

Результаты гидравлических расчетов представлены в таблице 18.1.

Как следует из данных, приведенных в таблице 18.1, наибольшее давление этилена по трассе этиленопровода при транспорте заданных объемов этилена составляет 8,83 МПа и не превышает рабочее давление этиленопровода, принятое равным 9,8 МПа.

Принятый диаметр трубопровода DN 250 обеспечивает требуемую пропускную способность этиленопровода.

Дополнительно выполнен гидравлический расчет этиленопровода с отключенными резервными нитками. Расчет выполнен для проверки возможности транспортировки заданных объемов этилена при аварийном отключении любой из ниток на двухниточных участках этиленопровода.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										49
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					

Как следует из данных, приведенных в таблице 18.1, наибольшее давление этилена по трассе этиленопровода при транспорте заданных объемов этилена с отключенными резервными нитками составляет 8,92 МПа и не превышает рабочее давление этиленопровода, принятое равным 9,8 МПа.

Принятый диаметр трубопровода DN 250 обеспечивает транспортировку заданных объемов этилена при аварийном отключении любой из ниток на двухниточных участках этиленопровода.

Согласно п.9.2.6 Задания №2 на разработку проектной документации выполнены гидравлические расчеты транспортировки этилена в реверсном режиме. Расход этилена в реверсном режиме принят 30 т/ч согласно письму ООО «УЭТП-НКНХ» № 653/УЭТП от 01.08.2024.

Результаты гидравлических расчетов транспорта этилена в реверсном режиме представлены в таблице 18.1.

Как следует из данных, приведенных в таблице 18.1, наибольшее давление этилена по трассе этиленопровода при транспорте 30 т/ч этилена в реверсном режиме, составляет 6,52 МПа и не превышает рабочее давление этиленопровода, принятое равным 9,8 МПа.

Принятый диаметр трубопровода DN 250 обеспечивает транспорт 30 т/ч этилена в реверсном режиме.

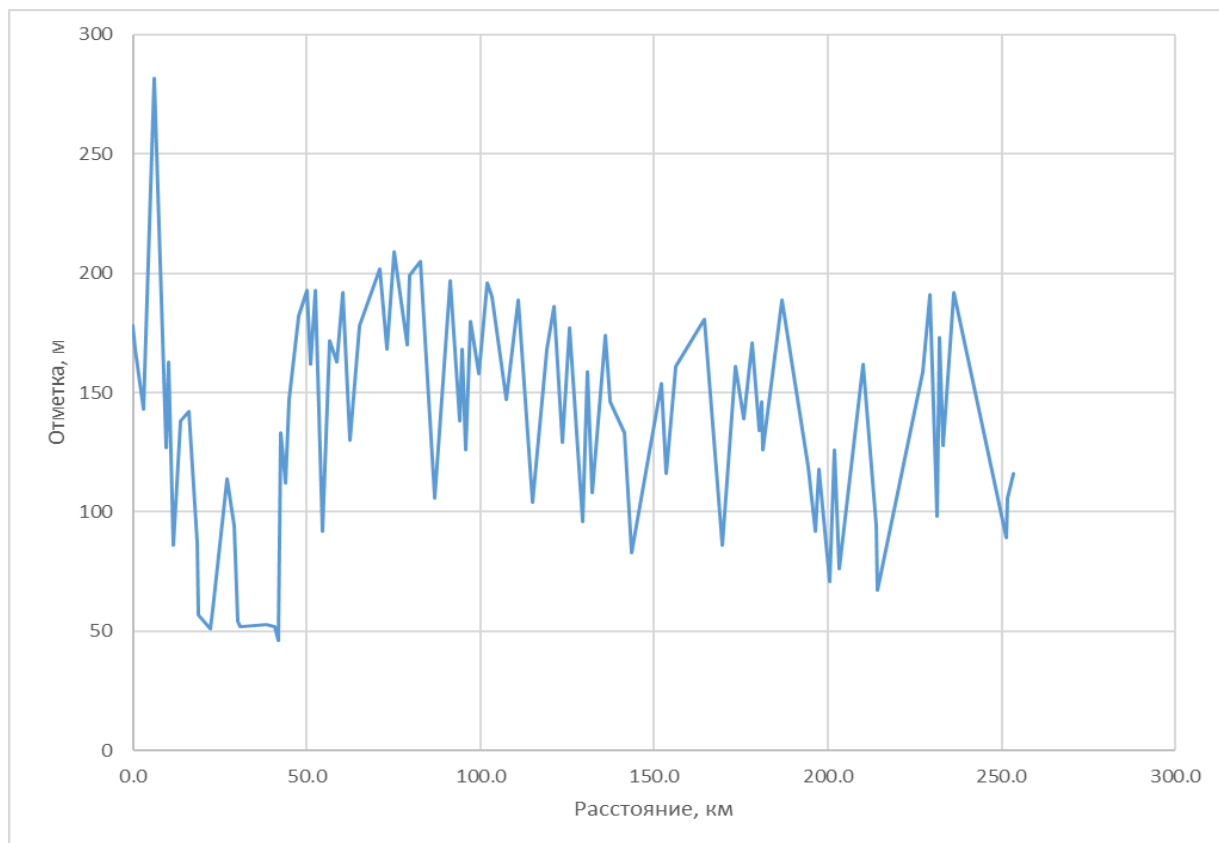


Рисунок 18.1 – Расчетный продольный профиль этиленопровода

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	Инва. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист
									50

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Таблица 18.1 – Результаты гидравлических расчетов этиленопровода

№ рас-чета	Диаметр, мм	Годовая произво-дительность, тыс.т/год	Часовой расход, т/час	Режим работы (зима/лето)	Давление в начале МПа (изб.)	Давление в конце, МПа (изб.)	Макси-мальное давление по трассе, МПа (изб.)	Температуре в начале, °С	Температура в конце, °С	Макси-мальная скорость продукта, м/с
Прямое направление (Нижнекамск – Казань), с учетом работы резервных ниток										
1	273	600	70,423	лето	8,81	5,55	8,83	Плюс 40	11,9	1,81
2	273	600	70,423	зима	8,17	5,55	8,18	Плюс 40	Минус 5,3	2,04
Прямое направление (Нижнекамск – Казань), без учета работы резервных ниток										
3	273	600	70,423	лето	8,90	5,55	8,92	Плюс 40	11,9	1,79
4	273	600	70,423	зима	8,24	5,55	8,25	Плюс 40	м	2,01
Реверс (Казань – Нижнекамск), с учетом работы резервных ниток										
5	273	-	30	лето	6,48	5,55	6,50	Плюс 40	13,5	1,34
6	273	-	30	зима	6,28	5,55	6,37	Плюс 40	Минус 5,3	1,42
Реверс (Казань – Нижнекамск), без учета работы резервных ниток										
7	273	-	30	лето	6,50	5,55	6,52	Плюс 40	13,5	1,34
8	273	-	30	зима	6,29	5,55	6,38	Плюс 40	Минус 5,3	1,41

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1\_0\_R.doc

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Формат А4

51

Лист

53

## 19 СВЕДЕНИЯ О РАБОЧЕМ ДАВЛЕНИИ И МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОМ РАБОЧЕМ ДАВЛЕНИИ

Рабочее давление этиленопровода принято согласно п. 9.2.13 Задания № 2 на разработку проектной документации и составляет 9,8 МПа.

Минимальное давление этилена в этиленопроводе принято 5,55 МПа.

Все применяемые трубы и соединительные детали трубопровода рассчитаны на давление 9,8 МПа.

Все применяемое оборудование рассчитано на давление не менее 9,8 МПа. Запорно-регулирующая арматура рассчитана на давление 16 МПа согласно п. 28.9.10 Задания № 2 на разработку проектной документации для повышения надежности и безопасности ЗРА.

Инов. № подл.	00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
										52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>				

## 20 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ РАБОТЫ ЗАПОРНОЙ, РЕГУЛИРУЮЩЕЙ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОЙ АРМАТУРЫ

На магистральном этиленопроводе установлена запорная арматура на линейных крановых узлах, узлах запуска и приема СОД. Данная арматура предназначена для отсечения отдельных участков этиленопровода с целью осуществления ремонтных работ и ликвидации аварий, а также осуществления необходимых переключений в процессе пропуска СОД по этиленопроводу.

Управление трубопроводной арматурой осуществляется из центрального диспетчерского пункта (ЦДП) АБК площадки цеха 2201 (Нижнекамская КС) в г. Нижнекамске, а также из местных диспетчерских пунктов (МДП) на площадке цеха 2201 (Нижнекамская КС) в г. Нижнекамске и на площадке цеха 2202 (Казанская КС) в г. Казани.

На водных переходах через реки Зай, Прось и Кама, на которых предусмотрены резервные нитки, в случае поступления сигнала об утечке на переходе от системы СОУ проектом предусматривается автоматическое закрытие запорной арматуры, ограничивающей нитку подводного перехода, на которой произошла утечка. Если одна из ниток на указанных переходах отсечена закрытой запорной арматурой (например, выведена в ремонт), автоматическое закрытие запорной арматуры на второй нитке перехода не осуществляется, решение о перекрытии запорной арматуры принимает диспетчер трубопровода.

Регулирующая арматура предусмотрена на узлах запуска и приема СОД и предназначена для плавного заполнения этиленом камер СОД. Данная арматура не оснащена электроприводами и управляется вручную по месту.

Другая регулирующая и предохранительная арматура в составе магистрального этиленопровода отсутствует. Регулирование параметров транспортировки этилена и защита от превышения давления и температуры осуществляется средствами АСУ Нижнекамской и Казанской компрессорных станций.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Индв. № подл.	00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист	53



## 21 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНГИБИТОРНЫХ ПРИСАДОК

Применение ингибиторных присадок для транспорта этилена не предусматривается. Раздел не разрабатывается.

Инв. № подл. 00051354	Подпись и дата					Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Лист 54
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						

## 22 ОБОСНОВАНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПАДЕНИЯ РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ ПО ДЛИНЕ ТРУБОПРОВОДА И УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В связи с возможностью как прямого, так и обратного направления движения продукта (реверсивная перекачка) на проектируемом магистральном этиленопроводе расчетное давление, составляющее 9,8 МПа, не изменяется по длине трубопровода, в результате этого в проекте не предусматривается снижение толщины стенки труб в зависимости от падения давления по длине трубопровода.

Согласно выполненным расчетам на прочность и устойчивость, для строительства этиленопровода на участках открытой прокладки и участках закрытой прокладки методом ГШБ приняты трубы 273×8 мм (категория «I») из стали класса прочности не менее K52 и 273×10 мм (категория «B») из стали класса прочности не менее K52 для участков высокой ответственности.

Согласно выполненным расчетам на прочность и устойчивость, для строительства этиленопровода на участках закрытой прокладки методом ННБ приняты трубы 273×8 мм (категория «I») из стали класса прочности не менее K52, 273×10 мм (категория «B») из стали класса прочности не менее K52 для участков высокой ответственности, 273×10 мм (категория «B») из стали класса прочности не менее K56 на участках ННБ с повышенным напряженно-деформированным состоянием.

В обвязке крановых узлов и узлов запуска и приема СОД предусмотрены трубы 273×10 мм (категория «B»), класс прочности не менее K52, а также трубы 159×7 мм (категория «B»), 108×6 мм (категория «B»), 57×5 мм (категория «B») и менее, класс прочности не менее K48.

Расчет трубопровода на прочность и устойчивость выполнен в соответствии с СП 36.13330.2012. Результаты расчета толщины стенки труб приведены в подразделе 45.3 настоящего тома.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инд. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									Лист
									55

### 23 ОБОСНОВАНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ С УЧЕТОМ РЕЛЬЕФА МЕСТНОСТИ, ПЕРЕСЕКАЕМЫХ ЕСТЕСТВЕННЫХ И ИСКУССТВЕННЫХ ПРЕГРАД И ДРУГИХ ФАКТОРОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ С УЧЕТОМ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА

Запорная арматура, предназначенная для управления процессом транспорта продукта по проектируемому трубопроводу, расположена на линейных крановых узлах, охранных крановых узлах, узлах запуска и приема СОД.

Расстановка трубопроводной арматуры на магистральном этиленопроводе производится в соответствии с требованиями п. 28.9.1, п. 28.9.14 Задания № 2 на разработку проектной документации, а также требованиями НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1.

Расстояние между линейной запорной арматурой по трассе этиленопровода принимается не более 20 км. Расстояние между узлами запуска и приема СОД принимается не более 100 км.

Охранный крановый узел Нижнекамской КС расположен на расстоянии 500 м от ограждения Нижнекамской КС в соответствии с требованиями п. 8.2.1 СП 36.13330.2012. Охранная запорная арматура предназначена для аварийного отключения площадки Нижнекамской КС от трубопровода в нестандартных ситуациях.

Охранный крановый узел Казанской КС расположен на расстоянии 1100 м от ограждения Казанской КС в соответствии с требованиями п. 8.2.1 СП 36.13330.2012. Охранная запорная арматура предназначена для аварийного отключения площадки Казанской КС от трубопровода в нестандартных ситуациях.

Расположение и номера титулов узлов запорной арматуры приведены в таблице 23.1.

Таблица 23.1 – Расположение и номера титулов узлов запорной арматуры

Титульный номер	Наименование титула (узла)
0202	Узел запуска СОД 0 км
0203	Охранный крановый узел Нижнекамской КС
0204	Крановый узел 18 км и узел запуска СОД на резервной нитке перехода через р. Зай
0205	Крановый узел 23 км и узел приема СОД на резервной нитке перехода через р. Зай
0206	Крановый узел 29 км и узел запуска СОД на резервной нитке перехода через р. Прось
0207	Крановый узел 31 км и узел приема СОД на резервной нитке перехода через р. Прось
0208	Крановый узел 38 км
0209	Крановый узел 40 км и узел запуска СОД на резервной нитке перехода через р. Кама
0213	Крановый узел 42 км и узел приема СОД на резервной нитке перехода через р. Кама
0214	Крановый узел 45 км

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						56
				Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	



НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0204-ТЛ-0002,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0205-ТЛ-0002,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0206-ТЛ-0002,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0207-ТЛ-0002,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0209-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0213-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0215-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0217-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0220-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0222-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0225-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0227-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0205-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0206-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0207-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0208-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0209-ТЛ-0002,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0214-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0216-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0219-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0221-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0223-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0226-ТЛ-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0228-ТЛ-0001 (см.  
 НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2 раздел 3. Технологические и конструктивные решения  
 линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 1. Магистральный  
 этиленопровод, книга 2. Графическая часть, том 3.1.2 инв. № 00051355).

На всех крановых узлах по трассе проектируемого этиленопровода  
 предусмотрены места для размещения мобильных факельных устройств,  
 необходимые для аварийного сжигания продукта.

Инов. № подл.	00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
										58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1				

## 24 СВЕДЕНИЯ О РЕЗЕРВНОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДА И РЕЗЕРВНОМ ОБОРУДОВАНИИ, И ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ НЕОБХОДИМОСТИ В НИХ

На магистральном этиленопроводе предусмотрены резервные нитки:

- на переходе через реку Зай – протяженностью 4,57 км, диаметром 273 мм;
- на переходе через реку Прось – протяженностью 1,98 км, диаметром 273 мм;
- на переходе через реку Кама – протяженностью 1,714 км, диаметром 273 мм.

Как показали результаты гидравлических расчетов, приведенные в разделе 18 настоящего тома, проектная пропускная способность обеспечивается при транспорте этилена по одной нитке на всем протяжении магистрального этиленопровода, при отключении всех резервных ниток.

Таким образом, проектная пропускная способность обеспечивается при отключении одной из ниток на любом из двухниточных участков магистрального этиленопровода.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инд. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									Лист
									59

## 25 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ПРОДУКЦИИ НА ОСНОВЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА (ЭКОНОМИЧЕСКОГО, ТЕХНИЧЕСКОГО, ЭКОЛОГИЧЕСКОГО) ДРУГИХ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

Согласно п. 9.2.13 Задания № 2 на разработку проектной документации принят транспорт этилена в сверхкритическом агрегатном состоянии.

Данное техническое решение позволяет снизить диаметр магистрального этиленопровода по сравнению с транспортом этилена в газообразном состоянии, и, вследствие этого, сократить капитальные затраты и эксплуатационные расходы.

Кроме того, сверхкритический режим транспортирования этилена позволяет избежать нарушения режима перекачки из-за возможности образования двухфазного потока этилена (газожидкостной смеси).

Согласно п. 9.2.3 Задания № 2 на разработку проектной документации сверхкритический режим транспортирования этилена применяется на существующем реконструируемом магистральном этиленопроводе «Нижекамск-Казань» DN 200, введенном в эксплуатацию в 1976 г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Инд. № подл.	00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист	60
											60
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>										Лист	60





автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта представлены в разделах 29, 30 настоящего тома.

Инв. № подл. 00051354	Подпись и дата					Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<p style="text-align: center;"><b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b></p>	Лист
							62

## 27 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ЧИСЛЕННОСТЬ АВАРИЙНО-ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ БРИГАД И ВОДИТЕЛЕЙ СПЕЦИАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА

Сведения о числе рабочих мест и их оснащённости, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта приведены в томе НКНХ.5273-ПД-ТКР7 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 7. Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием, том 3.7, инв. № 00053828.

Инд. № подл.						Взам. инв. №		
							00051354	Подпись и дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>		

## 28 СВЕДЕНИЯ О РАСХОДЕ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ВОДЫ И ДРУГИХ МАТЕРИАЛОВ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ

Расход топлива, воды и других материалов на технологические нужды проектируемого трубопровода в процессе эксплуатации отсутствует.

После проведения очистных и диагностических работ, запуска и приема внутритрубных устройств и опорожнения камер, потребуется технический азот для продувки камер СОД от газообразных остатков углеводородов. Объем требуемого азота на продувку камеры  $\approx 2,5 \text{ м}^3$ .

Сведения об расходе электроэнергии см. в томе НКНХ.5273-ПД-ИЛО.ИОС1.1 раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта, подраздел 4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения, часть 1. Система электроснабжения, книга 1. Текстовая часть, том 4.4.1.1, инв. № 00054840.

Инов. № подл.	00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
										64
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1				

## 29 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ

### 29.1 Объекты автоматизации

В рамках данного проекта представлено описание решений по средствам и системам автоматизации для вновь проектируемого участка магистрального этиленопровода в рамках реконструкции линейного сооружения – имущественный комплекс «Управление этиленопровода» на участке Нижнекамск – Казань.

Объектами автоматизации являются оборудование и трубопроводы площадочных сооружений линейной части этиленопровода расположенных по трассе:

- Узел запуска СОД 0 км (титул 0202);
- Охранный крановый узел Нижнекамской КС (титул 0203);
- Крановый узел 18 км и узел запуска СОД на резервной нитке перехода через р. Зай (титул 0204);
- Крановый узел 23 км и узел приема СОД на резервной нитке перехода через р. Зай (титул 0205);
- Крановый узел 29 км и узел запуска СОД на резервной нитке перехода через р. Прось (титул 0206);
- Крановый узел 31 км и узел приема СОД на резервной нитке перехода через р. Прось (титул 0207);
- Крановый узел 38 км (титул 0208);
- Крановый узел 40 км и узел запуска СОД на резервной нитке перехода через р. Кама (титул 0209);
- Крановый узел 42 км и узел приема СОД на резервной нитке перехода через р. Кама (титул 0213);
- Крановый узел 45 км (титул 0214);
- Крановый узел 60 км (титул 0215);
- Узел приема-запуска СОД 79 км (титул 0216);
- Крановый узел 99 км (титул 0217);
- Крановый узел 119 км (титул 0219);
- Крановый узел 137 км (титул 0220);
- Крановый узел 156 км (титул 0221);
- Узел приема-запуска СОД 176 км (титул 0222);
- Крановый узел 194 км (титул 0223);
- Крановый узел 213 км (титул 0225);
- Крановый узел 232 км (титул 0226);
- Охранный крановый узел Казанской КС (титул 0227);
- Узел приема СОД 253 км (титул 0228).

Объекты автоматизации непрерывно действующие, с обращающимися взрывопожароопасными средами и поднадзорны Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору России (Ростехнадзору) на

Изм. № подл.	00051354	Взам. инв. №	Подпись и дата							Лист
										65
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>				

основании Федерального закона № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Оборудование объектов этиленопровода (приводная арматура, камеры запуска и приема очистных устройств, КИПиА) размещено на специально обустроенных открытых площадках с установленными на них блок-контейнерами телемеханики (далее БКТМ).

Описание объема автоматизации площадок крановых узлов, площадок запуска и приема очистных и диагностических устройств (далее СОД), вытяжных свечей на переходах через автомобильные и железную дороги представлено в соответствующих разделах данного документа.

Объем автоматизации крановых узлов, узлов подключения, узлов запуска и приема очистного устройства представлен на технологических схемах и схемах автоматизации:

НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0203-ТЛ.АК-0001, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0202-ТЛ.АК-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0204-ТЛ.АК-0002, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0204-ТЛ.АК-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0205-ТЛ.АК-0002, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0205-ТЛ.АК-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0206-ТЛ.АК-0002, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0206-ТЛ.АК-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0207-ТЛ.АК-0002, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0207-ТЛ.АК-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0208-ТЛ.АК-0002, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0208-ТЛ.АК-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0209-ТЛ.АК-0001, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0209-ТЛ.АК-0002,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0213-ТЛ.АК-0001, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0214-ТЛ.АК-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0215-ТЛ.АК-0001, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0216-ТЛ.АК-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0217-ТЛ.АК-0001, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0219-ТЛ.АК-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0220-ТЛ.АК-0001, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0221-ТЛ.АК-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0222-ТЛ.АК-0001, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0223-ТЛ.АК-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0225-ТЛ.АК-0001, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0226-ТЛ.АК-0001,  
 НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0227-ТЛ.АК-0001, НКНХ.5237-ПД-ТКР1.2-0228-ТЛ.АК-0001 (см. НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 1. Магистральный этиленопровод, книга 2. Графическая часть, том 3.1.2 инв. № 00051355).

## 29.2 Условия эксплуатации средств автоматизации

На открытой площадке:

- среда – взрывоопасная – зона В-1Г (ПУЭ), зона 2 в соответствии с ГОСТ 31610.10-1-2022;
- категория смеси – IIB, группа T2 в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020;
- категория по пожарной опасности - пожароопасная в соответствии с № 123-ФЗ от 22 июля 2008 г.;
- температурный диапазон окружающего воздуха – от минус 47 до плюс 40 °С.

В блок-контейнерах телемеханики:

- среда – нормальная (по ПУЭ), зона взрывобезопасная по ГОСТ 31610.10-1-2022;
- температурный диапазон окружающего воздуха – от плюс 5 до плюс 35 °С;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм. № подл.	00051354							Лист
										66
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					

– категория по пожарной опасности – В4.

В ЦДП и МДП г. Нижнекамск, РТП и операторной г. Казань:

– среда – нормальная (по ПУЭ);

– температурный диапазон окружающего воздуха – от плюс 22 до плюс 24 °С.

### 29.3 Уровень автоматизации

Для автоматизации и централизации управления процессами транспортировки этилена по магистральному этиленопроводу, предусматривается создание системы линейной телемеханики (СЛТМ).

Система линейной телемеханики предназначена для обеспечения дистанционного автоматизированного режима управления рассредоточенными (линейными) объектами магистрального этиленопровода без постоянного присутствия обслуживающего персонала на объектах магистрального этиленопровода, обеспечения необходимого качества, надёжности контроля и управления.

### 29.4 Централизация управления

В соответствии с заданием на проектирование предусматриваются решения по автоматизации в границах проектируемого участка, а именно – участок магистрального этиленопровода от цеха №2201 (г. Нижнекамск) до цеха №2202 (г. Казань) линейно-диспетчерской службы управления этиленопроводов. Контроль и управление проектируемыми объектами осуществляется из существующего центрального диспетчерского пункта (ЦДП), размещаемого в АБК цеха 2201 г. Нижнекамска, с АРМ начальника смены. В случае передачи полномочий диспетчером ЦДП, управление этиленопроводом может выполняться с АРМ начальника смены, размещаемого в существующей операторной на площадке цеха 2202 в г. Казани. Решения по организации верхнего уровня управления не входят в объем проектирования настоящего объекта.

Также контроль и управление объектом в районе площадок КУ и СОД МЭ предусматривается посредством сенсорной панели управления ТМ, установленной на дверях шкафов ТМ, располагаемых в БКТМ.

Диалоговый контроль и управление технологическими операциями при транспорте этилена по этиленопроводу осуществляется в режимах:

- местном ручном в зоне обслуживания;
- дистанционном автоматизированном из блок-боксов телемеханики и пунктов управления (ПУ);
- автоматическом (отдельных контуров).

### 29.5 Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации

На объектах автоматизации используются серийные (промышленные) контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации в основном отечественных производителей, имеющие практику применения на подобных объектах.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Лист  
67

Полевые средства автоматизации обеспечиваются следующими документами:

- паспортом завода-изготовителя;
- сертификатом об утверждении типа средств измерений;
- сертификатом соответствия требованиям ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
- сертификатом соответствия/декларацией соответствия ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств» (при необходимости);
- свидетельством о первичной поверке, или подтверждением электронной регистрации результатов оформления поверки и утверждения типов средств измерений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений;
- эксплуатационными документами (руководство по монтажу и эксплуатации прибора, методика поверки).

Межповерочные интервалы средств измерений не ниже, чем указаны в приказе № 1502 федерального агентства по техническому регулированию (Росстандарт) от 02.07.2019 г.

Средства автоматизации имеют следующие характеристики:

- местные индикаторы давления – стрелочные с круглой шкалой, диаметром не менее 100 мм, в стальном корпусе. Погрешность измерения не более  $\pm 1,5\%$ ;
- приборы дистанционного контроля давления (в том числе для системы обнаружения утечек (далее СОУ)) предусматриваются электронными с выходным сигналом от 4 до 20 мА, совмещенным с HART протоколом (не ниже версии 7), взрывозащита вида Exi, уровень взрывозащиты соответствующий категории и группе взрывоопасной смеси IIBT2 по ГОСТ 31610.20-1-2020. Погрешность измерений  $\pm 0,25\%$  от полной шкалы. Погрешность измерений датчиков давления, входящих в состав СОУ, соответствует требуемой точности математической модели Поставщика СОУ;
- приборы дистанционного контроля температуры продуктопровода – электронные поверхностные термометры сопротивления платиновые Pt100 в комплекте с нормирующим преобразователем со стандартным токовым выходным сигналом от 4 до 20 мА+HART (не ниже версии 7), устанавливаемые на трубопроводе без нарушения его целостности. Взрывозащита вида «Exi». Основная погрешность измерений температуры не более  $\pm 0,15\%$  от полного диапазона измерений;
- приборы дистанционного контроля температуры грунта - термометры сопротивления платиновые Pt100 в комплекте с защитными гильзами из нержавеющей стали. Выносной нормирующий преобразователь со стандартным токовым выходным сигналом от 4 до 20 мА+HART (не ниже версии 7). Взрывозащита вида «Exi». Основная погрешность измерений температуры не более  $\pm 0,15\%$  от полного диапазона измерений;
- контроль расхода для СОУ предусматривается ультразвуковыми датчиками с выходным сигналом от 4 до 20 мА, совмещенным с HART протоколом (не ниже версии

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.	00051354							Лист
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						68
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

7), взрывозащита вида Exi, уровень взрывозащиты соответствующий категории и группе взрывоопасной смеси ИВТ2 по ГОСТ 31610.20-1-2020. Погрешность измерений КИП, входящих в состав СОУ, соответствует требуемой точности математической модели Поставщика СОУ;

– сигнализаторы прохождения очистного устройства – обеспечивают передачу дискретных сигналов о прохождении очистного устройства в ТМ этиленопровода, взрывозащита вида «Exi».

Соединительные коробки имеют вид взрывозащиты Exi. Степень защиты корпуса от пыли и воды не ниже IP65 по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013).

Корпуса манометров изготовлены из нержавеющей стали с защитной оболочкой не ниже IP54. Корпуса датчиков изготовлены из алюминиевого сплава с покрытием и защитной оболочкой предпочтительно IP65, но не ниже IP54.

Климатическое исполнение и категория размещения полевых КИПиА выбраны У1 по ГОСТ 15150-69, что соответствует климатическим условиям открытой площадки зоны строительства.

Все единицы измерений технологических параметров выражены в единицах величин, допущенных к применению в Российской Федерации, и соответствуют требованиям «Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», утвержденного Постановлением Правительства РФ № 879 от 31 октября 2009 года и ГОСТ 8.417-2002, в части, не противоречащей этому положению.

КИП и А, в том числе соединительные коробки и электронное системное оборудование, отвечают требованиям по ЭМС в соответствии с ГОСТ 30804.6.2-2013 (IEC 61000-6-2:2005), а также требованиям по электромагнитным излучениям в соответствии с ГОСТ 30804.6.4-2013 (IEC 61000-6-4:2006).

По надежности КИПиА обеспечивают непрерывную работу систем управления при условии выполнения требований Поставщиков по их техническому обслуживанию и ремонту в течение всего времени непрерывного транспорта этилена по магистральному этиленопроводу.

Электропитание контрольно-измерительных приборов предусмотрено из системы телемеханики.

В качестве приводной запорной трубопроводной арматуры предусмотрена электроприводная запорная арматура с интеллектуальным приводом с возможностью передачи диагностических данных в систему верхнего уровня. Объем и способ передачи диагностической информации будет уточнен на последующих стадиях проектирования, с учетом рекомендаций производителя привода. Электроприводы рассчитаны на длительную эксплуатацию в условиях окружающей среды. Электроприводы поставляются в комплекте с блоками управления, ручными дублерами, кнопками управления, переключателями выбора режима работы, блоками конечных выключателей, вид взрывозащиты Exd. Напряжение цепей управления и сигнализации блока управления = 24 В.

Управление электроприводной арматурой (открыть, закрыть, стоп) предусмотрено по месту от соответствующих кнопок в зоне оборудования,

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								69
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			



дистанционно из блок-боксов телемеханики и пунктов управления. Контроль состояния арматуры (открыт, закрыт, авария, готовность привода к дистанционному и местному управлению) предусмотрен дистанционно в блок-боксах телемеханики и в пунктах управления.

Арматура и навесное оборудование обеспечиваются следующими документами:

- сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011;
- сертификат (декларация) соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011;
- сертификат (декларация) соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011;
- эксплуатационные документы на русском языке (руководства по монтажу и эксплуатации, технический паспорт).

### **29.6 Мониторинг состояния воздушной среды на площадках КУ, УЗОУ и УПОУ**

Предусмотрен автоматический стационарный контроль загазованности воздушной среды на площадках крановых узлов, площадках запуска и приема очистных и диагностических устройств основной и резервных ниток.

Описание объема автоматизации по загазованности представлено в разделе 54 данного документа.

Для обнаружения утечек от 0 % до 100 % НКПР взрывоопасных веществ предусмотрены точечные газоанализаторы с выходным токовым сигналом от 4 до 20 мА совмещенным с протоколом связи HART (не ниже версии 7), взрывозащищенного исполнения, вид взрывозащиты Exd. Степень защиты корпуса от пыли и воды для датчиков загазованности предпочтительно IP65, но не ниже IP54.

Предусмотрена автодиагностика технического состояния оборудования системы контроля загазованности (сигнал «Неисправность»).

На постах светозвуковой сигнализации предусматриваются:

- светосигнальное устройство;
- сирена;
- кнопка для периодического опробования функционирования поста персоналом с целью обеспечения надежной работоспособности.

Светозвуковые сигналы предупредительной сигнализации и аварийной сигнализации отличаются по тональности звука и цветовой гамме свечения.

Посты светозвуковой сигнализации, размещенные во взрывоопасных зонах, имеют вид взрывозащиты Exd.

При обнаружении содержания газа любым из датчиков ДВК (20 % НКПР, 50 % НКПР) предусмотрена предупредительная и аварийная

Взам. инв. №		Подпись и дата		Изм. № подл.	00051354	<p style="text-align: center;"><b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b></p>						Лист
				Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

сигнализация соответственно по месту (по логике 1002 – для площадок КУ, по логике 100N – для площадок УЗОУ, УПОУ) и на АРМ диспетчера.

При обнаружении высокого содержания газа датчиками ДВК (20 % НКПР по логике 2002 для площадок КУ, по логике 200N для площадок УЗОУ, УПОУ) предусмотрена предупредительная сигнализация на АРМ диспетчера.

При обнаружении аварийно-высокого содержания газа датчиками ДВК (50 % НКПР по логике 2002 для площадок КУ, по логике 200N – для площадок УЗОУ, УПОУ) предусмотрена аварийная сигнализация на АРМ диспетчера.

Датчики калибруются на этилен.

Электропитание датчиков загазованности предусмотрено из системы телемеханики.

### 29.7 Мониторинг состояния воздушной среды на вытяжных свечах межтрубного пространства защитных футляров

Предусмотрен автоматический стационарный контроль загазованности воздушной среды в вытяжных свечах из межтрубного пространства защитных футляров этиленопровода при переходе через:

- автодорога кат. IB на ПК172+68,96;
- автодорога кат. III на ПК252+11,99;
- автодорога кат. I на ПК642+69,23;
- автодорога кат. III на ПК1347+59,68;
- автодорога кат. III на ПК1998+2,35 и Горьковская железная дорога на ПК2000+37,94 (единый футляр);
- автодорога кат. I на ПК2498+82,26.

Для определения концентрации и сигнализации о наличии газов в вытяжных свечах футляров подземных переходов этиленопровода через железные и автомобильные дороги будут использованы оптоволоконные газоаналитические измерители, поставляемые комплектно с системой мониторинга протяженных объектов (СМПО).

Оптоволоконные газоаналитические измерители состоят из сигнализаторов газа, устанавливаемых непосредственно на свече футляра, и блока опроса, расположенного в шкафу системы мониторинга во взрывобезопасной зоне (БКТМ). Связь сигнализаторов газа с блоком опроса осуществляется волоконно-оптическим кабелем.

Лазерное излучение с оптического выхода блока опроса через волоконно-оптический кабель попадает в сигнализаторы газа для определения концентрации газа в них. От сигнализаторов газа лазерное излучение попадает на оптические входы блока опроса, где далее оцифровывается и попадает в вычислительное ядро блока опроса для определения концентрации газа в сигнализаторах и дальнейшей передачи данных о концентрации на вышестоящий уровень системы.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

Лист	71
------	----

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		

Сигнализаторы газа представляют собой кюветы, в которых предусмотрены полости, сообщающиеся с внешней воздушной средой, через объем которых проходит подводимое с помощью специально выделенных оптических волокон оптическое лазерное излучение. Прошедшее через воздушное пространство излучение далее канализуется и транспортируется на приемное оборудование (блок опроса) с помощью дополнительного оптического волокна. Таким образом, к каждому датчику предусматривается подключение двух оптических волокон, одно из которых доставляет на них оптическое излучение, а второе – транспортирует это излучение после прохождения его через контролируемую на предмет загазованности этиленом среду на приемное оборудование для последующей обработки.

В корпусе блока опроса размещены: модуль лазера (лазер со схемой управления), реперная кювета с платой фотоприёмника реперной кюветы, плата фотоприемников, модуль АЦП (аналого-цифровой преобразователь) - ЦАП (цифро-аналоговый преобразователь), вычислительное ядро, оптические выходы и входы.

Взаимодействие блока опроса с сигнализаторами осуществляется по одномодовому оптоволоконному кабелю. Длина чувствительного элемента составляет 50 км. К одному блоку опроса может быть подключено до десяти оптических газоанализаторов.

Диапазон измерений объемной концентрации этилена в воздухе вытяжной свечи составляет от 0,05 до 10 %.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации: в диапазоне измерений от 0 до 2 включительно составляют  $\pm 0,1\%$ ; в диапазоне измерений свыше 2 до 10  $\pm 0,2\%$ .

Допустимая рабочая температура сигнализатора газа от минус 50 до плюс 60 °С. Степень защиты оболочки сигнализатора газа не менее IP 52.

Сигнализаторы газа (СГ) соответствуют требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 и имеют маркировку 0Ex op is IIC T4 Ga. Блок опроса соответствует требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 и имеет маркировку [Ex op is IIC T4 Ga].

На каждой вытяжной свече из межтрубного пространства защитных футляров этиленопровода при переходе через автомобильные и железную дороги устанавливается по одному сигнализатору газа, подключаемому к соответствующему оборудованию в блок-контейнере БКТМ. Сигналы о загазованности 0,46 % об. (что соответствует 20 % НКПР) и 1,15 % об. (что соответствует 50 % НКПР) передаются диспетчеру этиленопровода.

Более подробное описание системы мониторинга протяженных объектов, в состав которой входит оборудование для мониторинга состояния воздушной среды на вытяжных свечах межтрубного пространства защитных футляров, приведено в разделе 30.2 настоящего тома.

Структурная схема системы мониторинга протяженных объектов (СМПО) представлена в документе НКНХ.5273-ПД-0530-АСМ-0001 в НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2, раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 1. Магистральный этиленопровод, книга 2. Графическая часть, том 3.1.2, инв. № 00051355.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

**НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1**

Лист  
72

### 29.8 Заземление средств автоматизации

На объекте управления для персонала и электронных средств КИП и А предусмотрены следующие системы заземления:

– система защитного заземления для защиты персонала от поражения электрическим током. Предназначена для заземления металлических корпусов КИП и А (где необходимо), шкафов управления, и т.д. Сопротивление контура защитного заземления обеспечивается не более 4 Ом;

– система функционального (приборного) заземления, выполненная исходя из требований Производителя систем управления, предназначена для заземления экранов контрольных кабелей КИП и А, защищает измерительные и другие сигналы низкого уровня систем управления от внешних электрических наводок. Сопротивление заземляющего устройства соответствует требованиями Поставщика систем управления;

– система искробезопасного заземления для заземления экранов проводников искробезопасных цепей, шин пассивных барьеров искробезопасности. В конструктивах для этого предусмотрены медные изолированные шины, размещённые в выделенном отсеке для искробезопасных цепей.

Требования к сопротивлению контуров функционального заземления и заземления искробезопасных цепей определяет Поставщик систем управления. По умолчанию, сопротивление контура не более 1 Ом.

Провод заземления изолированный (поливинилхлоридная изоляция), с медными жилами с площадью поперечного сечения не менее 4 мм<sup>2</sup>. Изоляция провода защитного заземления имеет желто-зеленый цвет.

Провод функционального заземления изолированный (поливинилхлоридная изоляция), с медными жилами с площадью поперечного сечения не менее 4 мм<sup>2</sup>. Изоляция провода искробезопасного функционального заземления – серого цвета, искробезопасного функционального заземления – серого цвета с синей полосой.

Экраны контрольных кабелей КИП на стороне помещений БКТМ (шкафы телемеханики, СОУ) подключаются к шине функционального или искробезопасного заземления, на стороне полевых датчиков экраны заизолированы посредством термоусадочных трубок.

### 29.9 Монтаж КИП и А

Полевые приборы, соединительные коробки размещены таким образом, чтобы был обеспечен регламентированный доступ для обзора шкал приборов, технического обслуживания средств автоматизации с учетом высоты снежного покрова зоны строительства.

Монтаж и условия размещения средств измерений позволяет производить их снятие для поверки, так же калибровку и поверку измерительных каналов без остановки процесса транспорта этилена. Для КИП давления, предусматривается ручная арматура для возможности отключения их от технологических трубопроводов.

Контрольные кабели выполнены в оболочках для непрерывной работы при максимальных и минимальных температурах окружающей среды. Токоведущие жилы

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										73
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					

кабелей выполнены из круглых многопроволочных медных проводов, жилы выполнены из отожженной меди. Сечение жил кабеля не менее 1 мм<sup>2</sup>. Контрольные кабели измерительных цепей предусмотрены с многопроволочной медной жилой типа "витая пара" одно и многопарными, с экраном пары или общим экраном.

В качестве контрольных кабелей предусмотрены кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке (исполнение нг (А)). Для прокладки в помещениях используются кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение нг (А) – LS). На наружных площадках предусмотрены кабели, рассчитанные для эксплуатации во всем диапазоне температур окружающего воздуха.

Кабели применяются масло- и водонепроницаемые, стойкие к воздействию солнечного излучения, газо-/паронепроницаемые, холодостойкие.

Во взрывоопасных зонах применяются герметичные кабели с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем, который гарантирует, что по продольным воздушным полостям распространения газообразных или даже пылеобразных взрывоопасных веществ из взрывоопасных в невзрывоопасные зоны и помещения не произойдет.

Концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля заизолированы с помощью термоусадочных трубок.

Кабельные проводки КИП и А предусмотрены надземными в оцинкованных стальных лотках с крышками/коробах по эстакадам и строительным конструкциям.

Прокладка по эстакадам в лотках с крышками преимущественно ведется на высоте не менее 2,5 м (низ кабельной эстакады) от поверхности грунта, площадки обслуживания. При пересечении автодорог кабельные эстакады прокладываются на высоте не менее 5 м (низ эстакады) от поверхности дорожного полотна. На подтапливаемых участках кабельные трассы предусмотрены выше отметки подтопления.

При опусках с эстакад кабельные трассы прокладываются в коробах, трубах, при подходе к приборам – в металлорукавах.

Все кабели предусмотрены с запасом по длине, достаточным для компенсации возможных температурных деформаций самих кабелей и конструкций, по которым они проложены.

Конструкции, на которые укладываются небронированные кабели, выполнены таким образом, что исключается возможность механического повреждения оболочек кабелей; в местах жесткого крепления оболочки этих кабелей предохранены от механических повреждений и коррозии при помощи эластичных прокладок.

Кабели, расположенные в местах, где возможны механические повреждения, защищены стальным коробом, трубой, металлорукавом по высоте на 2 м от уровня пола или земли.

Прокладка контрольных кабелей выполняется многослойно в металлических коробах при соблюдении следующих условий:

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1**

Лист  
74

- многослойно прокладываются только кабели с одностипными оболочками;
- крепление кабелей многослойно в коробах выполняется так, что предотвращается деформация оболочек кабелей под действием собственного веса и устройств крепления;

- в целях пожарной безопасности внутри коробов устанавливаются огнепреградительные пояса с огнестойкостью не менее 0,75 часа (при необходимости).

Для всех КИП измерения давления, в дополнение к отсечному клапану на трубопроводе/стояке предусматривается кран шаровой трехходовой из нержавеющей стали.

БКТМ для установки системных шкафов ТМ, СОУ и других систем этиленопровода поставляются как готовые изделия и предназначены для периодической эксплуатации обслуживающим персоналом.

Для ввода кабелей в БКТМ предусмотрены рамы с огнестойкими уплотнениями с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости конструкций блок-бокса. Модульные кабельные рамы сертифицированы в соответствии с требованиями 123-ФЗ и ГОСТ Р 53310-2009.

Кабельные вводы, резьбовые переходники, заглушки, устанавливаемые на КИП и клеммных коробках во взрывоопасных зонах, соответствуют ГОСТ IEC 60079-14-2013, ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

### 29.10 Метрологическое обеспечение

Метрологическое обеспечение устанавливает обоснованный выбор методов и средств измерений, применение технических и программных средств, действующих правил и норм, направленных на достижение единства и заданной точности измерений технологических параметров.

Результаты измерений параметров, обеспечиваемые на функциональном уровне автоматизированных систем управления, выражены в единицах величин, допущенных к применению в Российской Федерации и соответствовать требованиям "Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации", утвержденного Постановлением Правительства РФ № 879 от 31 октября 2009 года и ГОСТ 8.417-2024, в части, не противоречащей этому положению.

Комплекс программно-технических средств автоматизированных систем управления, измерительные каналы относятся к средствам, имеющим метрологические характеристики.

Метрологическое обеспечение систем управления в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596-2002 включает в себя следующее:

- расчет метрологических характеристик измерительных каналов;
- сертификацию;
- поверку и калибровку средств измерений.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм. № подл.	00051354							Лист	
										75	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	

Метрологическое обеспечение отвечает требованиям действующих нормативных документов РФ в области обеспечения единства измерений.

Измерительные каналы, как правило, создаются методом проектной компоновки из: средств измерений (первичных преобразователей), вычислительных устройств, имеющих нормированные метрологические характеристики, линий связи и программного обеспечения.

В системах управления определяется перечень измерительных каналов.

При проектировании систем управления применяются средства измерений отечественного производства, прошедшие государственные испытания с целью утверждения типа СИ, внесенные в Государственный реестр средств измерений.

Измерение технологических параметров проводится по стандартизованным или аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерений.

В проектной продукции на системы управления используются только допущенные к применению единицы величин в соответствии с ГОСТ 8.417-2024.

Основная погрешность средств измерения систем управления не должна превышать от минус до плюс 0,5 %, за исключением датчиков загазованности, погрешность которых составляет 5 %. Предел допускаемой относительной основной погрешности для каналов телеизмерений/телерегулирования не более от минус до плюс 0,25 % по ГОСТ 26.205-88.

Дополнительная погрешность измерительных каналов систем управления не должна превышать основную приведенную погрешность при изменении температуры окружающей среды и напряжения питания во всем диапазоне рабочих условий.

Системы управления обеспечена средствами поверки (калибровки) всех средств измерений, входящих в ее состав.

При вводе в эксплуатацию все средства измерений должны быть поверены или откалиброваны, в процессе эксплуатации должны подвергаться периодической поверке (калибровке).

Программное обеспечение вычислительных устройств должно базироваться на нормативной документации, действующей на территории РФ, и соответствовать ГОСТ Р 8.654-2015.

### 29.11 Энергообеспечение средств и систем автоматизации

Система электропитания обеспечивает бесперебойную работу средств автоматизации транспортировки продукта в регламентных условиях и аварийных ситуациях.

Оборудование системы телемеханики, СОУ и СМПО, отнесено к особой группе электроприемников I категории, в соответствии с требованиями ПУЭ (глава 1.2).

Электропитание оборудования системы телемеханики, СОУ и СМПО предусмотрено с двумя независимыми вводами от системы бесперебойного питания состоящей из двух независимых взаимно-резервирующих источников бесперебойного питания (ИБП) (~230 В, 50 Гц), которые устанавливаются в помещении щитовой слаботочных систем БКТМ.

Взам. инв. №		Подпись и дата	Изм. № подл.	00051354							Лист
							76				
					<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата						

Время автономной работы от ИБП определяется в зависимости от необходимого времени для выполнения функций систем в случае отключения внешнего источника электроснабжения, а также времени, необходимого для выполнения мероприятий по ликвидации опасных ситуаций. Время автономной работы от ИБП предусматривается не менее 6 часов. Письмо Заказчика «О согласовании времени работы ИБП» представлено в НКНХ.5273-ПД-П32, Раздел 1. «Пояснительная записка». Часть 2. «Исходно-разрешительная документация». Том 1.2, Инв. № 00056116.

Для распределения электроснабжения к потребителям слаботочных систем особой группы I категории от ИБП, в помещении щитовой слаботочных систем БКТМ, предусматривается щит гарантированного питания.

Для электропитания неответственных потребителей (освещение, вентиляторы и розетки), в шкафах управления, отнесённые к особой группе электроприемников I категории, предусмотрен третий ввод напряжением 230 В переменного тока с частотой 50 Гц негарантированного питания для подключения от ГРЩ, располагаемому в помещении щитовой слаботочных систем БКТМ.

Электропитание слаботочных полевых средств автоматизации предусмотрено из соответствующих систем управления.

## 29.12 Система линейной телемеханики магистрального этиленопровода

### 29.12.1 Цели создания и назначение системы

Система линейной телемеханики (СЛТМ) предназначена для обеспечения дистанционного автоматизированного режима управления рассредоточенными (линейными) объектами Магистрального этиленопровода (МЭ) без постоянного присутствия обслуживающего персонала на объектах, обеспечения необходимого качества, надёжности контроля и управления.

Решения по автоматизации приняты исходя из объема проектирования и содержат информацию по реализации среднего и нижнего уровней автоматизации, а также исходные данные (информационный объем, интерфейс и протокол передачи данных) для организации верхнего уровня с целью обеспечения заданных критериев системы. Верхний уровень является существующим и не входит в объем проектирования.

СЛТМ линейной части МЭ представляет собой систему, которая включает устройства пунктов управления, контролируемых пунктов, периферийного оборудования, а также необходимых линий и каналов связи, предназначенных для совместного выполнения телемеханических функций.

Контролируемый пункт (КП) телемеханики представляет собой место размещения объектов, контролируемых или управляемых средствами телемеханики, а также аппаратуру, выполняющую функции контроля и управления. Контролируемые пункты СЛТМ размещены на протяжении всей трассы МЭ в непосредственной близости от площадок крановых узлов (КУ) и площадок приема запуска очистных устройств (УПЗОУ).

Пунктами управления (ПУ) магистральным продуктопроводом являются существующие: центральный диспетчерский пункт (ЦДП), размещаемый в помещении

Взам. инв. №		Подпись и дата		Изм. № подл.	00051354	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1					Лист
				Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		



13 «Диспетчерская» здания Административно-бытового корпуса (АБК) (титул 2060) площадки цеха 2201 в г. Нижнекамске (основной) и Операторная (титул 1012) на площадке цеха 2202 в г. Казани (резервный). В АБК г. Нижнекамска и операторной г. Казани располагаются существующие АРМ начальников смен и все необходимые программно-технические средства для возможности управления проектируемыми запорными устройствами на всем протяжении магистрального этиленопровода Нижнекамск-Казань. Предусматривается возможность отсечения аварийного участка этиленопровода, как со стороны Нижнекамской КС, так и со стороны Казанской КС при разрыве, на аварийном участке, основного и резервного оптического кабеля связи.

Система линейной телемеханики функционирует в информационно-управляющем режиме по обеспечению сбора данных и оперативного диспетчерского управления в режиме реального времени.

Система линейной телемеханики обеспечивает:

- автоматизированное управление технологическими объектами линейной части продуктопровода, путём контроля значений технологических параметров, визуального представления, и выдачи управляющих сигналов, в результате действий диспетчера этиленопровода;
- регистрацию, архивацию, документирование и отображение информации о работе технологического оборудования;
- измерение параметров технологических процессов (давление, расход, температура и пр.);
- сигнализацию аварийных ситуаций на технологических объектах линейной части этиленопровода, путём автоматического опроса подключенных к системе датчиков и сравнения измеренных значений технологических параметров со значениями уставок сигнализации;
- осуществление контроля за техническим состоянием ПТК и повышение оперативности реагирования на отказы;
- связь с другими системами телемеханизации, автоматизации и информационными системами;
- повышение надёжности работы этиленопровода.

Система линейной телемеханики предназначена для:

- централизованного контроля в реальном масштабе времени режимов работы и состояния технологического и вспомогательного оборудования удалённых объектов линейной части магистрального этиленопровода;
- дистанционного управления технологическим и вспомогательным оборудованием удалённых объектов линейной части магистрального этиленопровода;
- оперативного обнаружения нештатных ситуаций и принятие мер по их локализации;
- сбора информации о возникновении аварийных ситуаций на линейной части МЭ;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	00051354				Лист	78
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док		
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>								

- сбора информации о техническом состоянии оборудования;
- проверки соответствия сигналов состояния оборудования заданному режиму работы;
- проверку достоверности измеренных значений технологических параметров;
- формирования звуковой и визуальной сигнализации состояния режимов работы оборудования;
- перевод технологического оборудования МЭ в положение, соответствующее выбору технологического режима;
- выбор технологического режима;
- перевод ЗРА в состояние, соответствующее выбранному технологическому режиму;
- отображения состояния, параметров функционирования оборудования и режима работы оборудования на видеомониторах с помощью мнемосхем, использующих стандартные мнемосимволы;
- отображения фактических и нормативных значений нормативно-технологических параметров, характеризующих работу оборудования объектов;
- фиксации событий несоответствия фактических и нормативных значений;
- регистрации на цифровых носителях информации аварийных событий и графиков изменения во времени значений измеренных технологических параметров.

Система линейной телемеханики имеет архитектуру открытой системы и допускает изменения, дополнительную установку и обновления программного и аппаратного обеспечения.

Система линейной телемеханики иерархическая, территориально распределённая информационно-измерительная и управляющая система, работающая в режиме реального времени, способная к расширению и интеграции с другими системами, в том числе с системой вышестоящего уровня управления, с использованием стандартных протоколов обмена, а также обеспечивает выполнение заданных функций с установленной периодичностью и точно в назначенное время.

В целом, система линейной телемеханики отвечает требованиям ГОСТ 24.104-2023.

Система линейной телемеханики строится на базе современной микропроцессорной техники, объединённой в единый программно-технический комплекс (далее ПТК), обеспеченных сертификатами Росстандарта об утверждении типа средств измерений (в том числе измерительных каналов, выделенных на функциональном уровне) на основании Федерального закона РФ № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г., а также необходимыми сертификатами/декларациями соответствия требованиям Технических регламентов Таможенного Союза.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.	00051354							Лист
										79
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

## 29.12.2 Перечень функций СЛТМ

В соответствии с требованиями ГОСТ 24.104-2023 система линейной телемеханики выполняет комплекс взаимосвязанных информационных, управляющих, вспомогательных функций и функций безопасности.

На нижнем и среднем уровне системы линейной телемеханики выполняют следующие функции:

– информационные:

а) сбор, обработка информации от процессов (измерение и контроль технологических параметров и от инженерных систем блок-контейнеров телемеханики);

б) сбор, обработка информации о текущем состоянии и положении приводной запорной арматуры;

в) сбор, обработка информации о текущем состоянии компонентов системы;

г) сигнализация пользователю по месту о тревогах и отклонениях контролируемых параметров от заданных уставок, других событиях в режиме реального времени;

д) передача собранной и обработанной информации на верхний уровень системы;

– управляющие:

а) приём команд управления от кнопок по месту у приводов и на щите КП ТМ, приём команд телеуправления с верхнего уровня системы;

б) формирование, выдача и контроль исполнения команд управления или телеуправления на изменение состояния (режимов) работы оборудования, на изменение положения приводной запорной арматуры;

– безопасности:

а) автоматический контроль загазованности и сигнализацию загазованности 20% и 50% НКПР воздушной среды в зоне линейных объектов этиленопровода;

– диагностики:

а) автодиагностику отказа приводов управляемой запорной арматуры;

б) автодиагностику измерительных каналов;

в) автодиагностику элементов КП ТМ;

г) автодиагностику работоспособности системы контроля загазованности;

д) автодиагностику работоспособности системы контроля пожара в блок-контейнере ТМ;

е) контроль целостности (короткое замыкание, обрыв) цепей входных и выходных сигналов;

ж) автодиагностику отказа электропитания блок-контейнеров ТМ;

и) автодиагностику отказа электрообогрева блок-контейнеров ТМ.

Изм. № подл.	00051354	Взам. инв. №	Подпись и дата							Лист
										80
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>				

На верхнем уровне системы линейной телемеханики выполняют следующие функции:

– информационные:

а) сбор, обработка, сохранение информации от КП ТМ на оборудовании ПУ ТМ (верхнего уровня);

б) визуализация значений технологических параметров, положения приводной запорной арматуры на крановых узлах и параметров по инженерным системам блок-контейнеров ТМ;

в) распределение информации, получаемой от различных источников, по уровням, функциям, средствам представления;

г) предупредительная и аварийная светозвуковая сигнализация технологических параметров, загазованности, состояния оборудования, событий;

д) отображение информации о состоянии электрооборудования на отдельных мнемосхемах;

е) представление информации в виде видеограмм (графиков, мнемосхем, гистограмм, таблиц, исторических и текущих трендов, анимированной цветной графики) на средствах отображения;

ж) ограничение функций и уровня доступа к информации для пользователей;

и) регистрация событий, отказов, предупредительных и аварийных сигналов и действий персонала;

к) выполнение расчётов текущих значений параметров, вычисление технико-экономических, статистических и учётных показателей;

л) формирование отчётов, журналов, протоколов автоматически и по запросу пользователя системы;

м) создание нормативно-справочной информационной базы (инструкций пользователя системы, режимных листов, технологического регламента и т.д.);

н) вывод информации на печать;

п) архивирование информации;

– управляющие:

а) приём, передача на КП ТМ и контроль исполнения команд телеуправления на изменение состояния (режимов) работы оборудования, на изменение положения приводной запорной арматуры;

б) квитирование сигналов;

в) приём, передача на КП ТМ и контроль исполнения команд ручного изменения уставок регуляторов, структуры и параметров настройки регуляторов с отображением их значений на экране, на печати и фиксации в памяти;

г) возможность изменения структуры и параметров настройки регуляторов;

д) сигнализацию потери питания исполнительным механизмом;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								81
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

– безопасности:

а) сигнализацию загазованности (20 % и 50 % НКПР) воздушной среды линейных объектов этиленопровода;

б) сигнализацию несанкционированного открытия дверей блок-контейнеров телемеханики;

в) сигнализацию пожара в блок-контейнерах телемеханики;

г) сигнализацию отказов работы систем (контроля загазованности, электропитания, инженерных систем блок-контейнеров телемеханики);

д) регистрация первопричины аварийных ситуаций и последовательности событий.

– диагностики:

а) автодиагностику каналов связи;

б) автодиагностику элементов системы;

в) отображение и регистрацию принятой и обработанной информации о результатах диагностики на среднем уровне системы;

г) диагностирования и самодиагностирования работы программно-технических средств системы линейной телемеханики.

На верхнем уровне системы линейной телемеханики выполняется конфигурирование системы, ввод и изменение программного обеспечения, копирование программного обеспечения, сопровождение системы (инжиниринг).

Источником входной информации являются первичные датчики, концевые выключатели и сигнализирующие устройства, размещённые непосредственно на оборудовании линейной части этиленопровода.

Выходная информация представляется в виде видеокадров, документов, световой и звуковой сигнализации, цифровой индикации, а также управляющих воздействий на исполнительные механизмы.

Функции отображения информации включают в себя вывод на экран АРМ оперативной информации о текущем состоянии параметров и состоянии оборудования линейной части этиленопровода, представляемой в виде мнемосхем, графиков, гистограмм и таблиц.

### 29.12.3 Архитектура системы линейной телемеханики

Архитектура системы линейной телемеханики магистрального этиленопровода строится на базе микропроцессорной техники, объединенной в единый комплекс программно-технических средств, и функционально состоит из следующих основных компонентов:

– полевые средства автоматизации, для измерения технологических параметров и загазованности на КУ, УЗОУ и УПОУ;

– шкафов КП ТМ, устанавливаемых в БКТМ;

– шкафов распределительных электропитания, устанавливаемых в БКТМ;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										82
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

– существующий комплекс программно-технических средств (ПТС) в ПУ, включая: автоматизированные рабочие места (АРМ) эксплуатирующего и обслуживающего персонала систем телемеханики, серверы ввода-вывода, периферийное оборудование;

- устройства бесперебойного питания (ИБП) оборудования КП и ПУ;
- системное (общее и специальное) программное обеспечение;
- сервисное оборудование.

Структура системы линейной телемеханики этиленопровода строится по иерархическому принципу и включает в себя следующие уровни контроля и управления:

- нижний уровень;
- средний уровень;
- верхний уровень.

К нижнему уровню относятся полевые датчики, КИП и исполнительные механизмы.

К среднему уровню системы относятся КП, осуществляющие сбор и первичную обработку технологических сигналов (параметров) транспортируемой среды, линейной части этиленопровода и сигналов контроля загазованности воздушной среды в районе крановых узлов, выдачу сигналов телеуправления на исполнительные механизмы (управляемые электроприводы линейных кранов) и передачу информации на верхний уровень системы.

Основу КП телемеханики составляет резервированный управляющий контроллер, который обеспечивает управление процессами/операциями и служит в качестве коммуникационного интерфейса между модулями ввода-вывода и сетью управления. Контроллер имеет средства сохранения программ при исчезновении внешнего электропитания в энергонезависимой памяти и имеет встроенные средства самодиагностики.

Техническое обеспечение верхнего уровня системы линейной телемеханики этиленопровода, составляют технические средства, расположенные в помещениях ЦДП АБК и аппаратной МДП площадки цеха 2201 г. Нижнекамска, а также в аппаратной РТП и операторной площадки цеха 2202 г. Казани. Пользователями системы на верхнем уровне являются оперативно-диспетчерский и системотехнический персонал магистрального этиленопровода.

Комплекс ПТС верхнего уровня предусмотрен открытого типа, что позволит свободно модифицировать объекты контроля и управления и расширять возможности системы линейной телемеханики.

Комплекс ПТС верхнего уровня обеспечивает выполнение всех функций системы линейной телемеханики в реальном масштабе времени и взаимодействует с аппаратурой КП по каналам связи.

Схема структурная комплекса технических средств телемеханики приведена в документе НКНХ.5273-ПД-0528-ТЛ.АТХ-0001 в книге НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2, раздел 3.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								83
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата			

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 1. Магистральный этиленопровод, книга 2. Графическая часть, том 3.1.2, инв. № 00051355.

Обмен информацией между средним уровнем и верхним уровнем осуществляется по каналам связи, реализованными на основе ВОЛС (основной канал) и волоконно-оптического кабеля-датчика (ВОД) системы мониторинга протяженных объектов (СМПО) (резервный канал), протокол передачи данных – Modbus TCP.

Подробное описание организации сетей связи на основе ВОЛС представлено в НКНХ.5273-ПД-ТКР8, раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, Часть 8. Волоконно-оптическая линия связи системы передачи данных, том 3.8, инв. № 00054444.

#### **29.12.4 Режимы функционирования комплекса технических средств СЛТМ**

СЛТМ круглосуточно обеспечивает работу объектов автоматизации с возможностью останова на текущий и/или капитальный ремонт.

Система линейной телемеханики работает непрерывно и обеспечивает следующие режимы функционирования:

- местный ручной – с помощью постов управления в зоне оборудования (при наладке, сервисном обслуживании и ремонте);
- дистанционный ручной из блок-контейнеров телемеханики – с помощью средств управления в составе КП ТМ;
- дистанционный автоматизированный – с помощью средств человеко-машинного интерфейса (ЧМИ) ПУ ТМ верхнего уровня системы;
- автоматический (по сигналам от СОУ).

Основной режим работы СЛТМ – автоматизированный. В данном режиме все компоненты работают в соответствии с их техническими характеристиками и все функциональные возможности системы доступны. Система выполняет весь объем функций, определенных проектом, включая дистанционное управление. Начальники смен имеют возможность дистанционно управлять всеми исполнительными механизмами на всём протяжении МЭ.

В автоматическом режиме СЛТМ работает без вмешательства персонала. Переход на автоматический режим происходит в случае поступления сигнала об утечке от СОУ в местах переходов через реки Зай, Прось и Кама – перекрывается запорная арматура, отсекающая участок подводного перехода на основной или резервной нитке, при этом если одна из ниток уже находилась в закрытом состоянии, то автоматическое перекрытие второй нитки не происходит. Данный алгоритм имеет возможность отключения начальником смены.

Переход между режимами управления происходит «безударно», без потери информации.

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инов. № подл.	00051354							Лист
						<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						84
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

### 29.12.5 Интерфейсы системы линейной телемеханики с другими системами

Предусмотрена возможность обмена информацией между элементами системы при помощи физических линий связи и интерфейсных линий связи по стандартным цифровым протоколам.

Система линейной телемеханики обменивается данными с такими системами как СОУ, СМПО, АСПЗ, КИТСО, АСДУЭ, СМИС, ОВКВ и иными смежными системами, обеспечивающими функционирование этиленопровода.

На верхнем уровне информационное взаимодействие системы ТМ со смежными системами осуществляется с использованием технологии OPC на базе стандарта OPC UA по существующим каналам связи.

### 29.12.6 Техническое обеспечение СЛТМ

Система линейной телемеханики реализуется на базе промышленных и имеющих опыт использования на аналогичных объектах автоматизации технических средствах.

Техническое обеспечение среднего уровня системы линейной телемеханики составляют удалённые КП. Каждый КУ и УЗПОУ этиленопровода оснащается отдельным блок-контейнером телемеханики. Исключение составляют КУ в районе МДП и РТП (км 0 и км 253,4) – передача данных от оборудования нижнего уровня осуществляется в существующие шкафы СЛТМ, размещенных в помещении аппаратной МДП г. Нижнекамска (титул 2012) и в помещении аппаратной РТП г. Казани (титул 1023).

Аппаратные средства КП монтируются в шкафах.

В состав шкафов среднего уровня системы линейной телемеханики входит следующее основное оборудование:

- резервированный управляющий контроллер;
- модули ввода-вывода;
- интерфейсные модули;
- коммуникационное оборудование;
- резервированные источники электропитания;
- клеммные сборки с промежуточными реле и барьерами искробезопасности.

Система телемеханики обеспечивает возможность замены модулей без отключения электропитания («горячая» замена), автоматический самозапуск функционирования программ после восстановления энергообеспечения.

Ресурсы программно-технических средств системы линейной телемеханики (производительность, объем оперативной и внешней памяти и т.д.) имеют резерв 20 % для возможного расширения и изменения конфигураций.

Конфигурация аппаратных средств каждого КП ТМ достаточна для сбора, обработки, передачи и приёма всей информации среднего уровня системы линейной телемеханики и обеспечивает наличие 20 % резерва по сигналам ввода/вывода.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.	00051354							Лист
										85
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					



Каждый КП ТМ имеет два взаиморезервируемых выхода в каналы (основной и резервный) системы технологической связи, для обеспечения обмена технологическими данными с верхним уровнем системы линейной телемеханики.

Шкафы КП ТМ линейной части этиленопровода с оборудованием среднего уровня предусматриваются напольного монтажа, габаритами не более 800×2000×600 мм (Ш×В×Г) без учета цоколя.

Основные характеристики шкафного оборудования ТМ:

- степень защиты оболочки – не менее IP54 по ГОСТ 14254-2015 (МЭК 529-89);
- обслуживание – одностороннее;
- двойные двери, угол открытия дверей – 180 градусов.

В шкафах предусматриваются две шины заземления: одна шина защитного заземления соединена с металлическим корпусом шкафа, вторая шина функционального заземления изолирована от шкафа и соединена с заземлителем функционального заземления. При наличии искробезопасных цепей, предусматривается отдельная шина функционального заземления для искробезопасных цепей.

Шкафы также оснащают:

- освещением;
- охлаждающими вентиляторами (с фильтрующими элементами);
- розеткой;
- дверным замком;
- температурным датчиком с выводом сигнала в систему управления технологическим процессом;
- устройствами сигнализации открытия дверей.

Размещение оборудования ТМ и смежных систем линейной части этиленопровода предусматривается в помещении щитовой слаботочных систем БКТМ.

В помещении щитовой слаботочных систем размещается следующее оборудование:

- шкафы системы телемеханики и СОУ;
- шкаф СМПО;
- ГРЩ;
- щит гарантированного питания;
- шкаф батарейный ИБП;
- станция ЭХЗ;
- шкаф АСПС и АУПТ;
- шкаф ТСО;
- шкаф связи;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										86
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					

- шкаф АСДУЭ;
- средства пожаротушения;
- ЛСУ ОВКВ.

Планы расположения оборудования в блок-контейнере телемеханики приведены в документах НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2-0203-АТХ-0001 и НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2-0204-АТХ-0001 книги НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2, раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 1. Магистральный этиленопровод, книга 2. Графическая часть, том 3.1.2, инв. № 00051355.

Техническое обеспечение верхнего уровня системы линейной телемеханики этиленопровода, составляет существующие технические средства, необходимые для контроля состояния и управления продуктопроводом, а также оборудование для конфигурирования и программирования системы, располагаемые в ЦДП АБК и МДП площадки цеха 2201 г. Нижнекамска, в аппаратной РТП и операторной площадки цеха 2202 г. Казани.

Существующий комплекс ПТС верхнего уровня предусмотрен открытого типа, что позволяет свободно модифицировать объекты контроля и управления и расширять возможности системы линейной телемеханики.

Комплекс ПТС верхнего уровня обеспечивает выполнение всех функций системы линейной телемеханики в реальном масштабе времени и взаимодействует с аппаратурой КП по каналам связи.

Техническое обеспечение верхнего уровня системы линейной телемеханики в ЦДП и МДП АБК г. Нижнекамска (титуды 2060, 2012) и РТП и операторной г. Казани (титуды 1023, 1012), составляют рабочие места (АРМ) начальников смен, серверное, сетевое и периферийное оборудование.

Шкафы с оборудованием верхнего уровня системы представляют собой несущую конструкцию напольного монтажа 19 дюймового исполнения и двухстороннего обслуживания.

Оборудование верхнего уровня:

- рассчитано на интеграцию объектов автоматизации с принятой проектом информационной ёмкостью;
- имеет современную конфигурацию, совместимую с проектируемой СЛТМ;
- соответствует требованиям программно обеспечения проектируемой СЛТМ.

Доработка, дооснащение, модернизация существующего КТС верхнего уровня не требуется.

АРМ инженера ТМ (ноутбук), используется службой эксплуатации, для подключения к системе по месту, с целью мобильной настройки и наладки. АРМ инженера ТМ имеет в составе всё необходимое программное обеспечение (ПО) и лицензии для выполнения конфигурирования и настройки системы, а также её панелей управления.

Взам. инв. №		Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1	Лист
	Инд. № подл.									00051354

### 29.13 Решения по защите информации

Информационная безопасность Системы обеспечивается в соответствии с требованиями Федерального закона РФ № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» от 26.07.2017, приказа ФСТЭК России от 14 марта 2014 года № 31 «Об утверждении требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей среды», указом президента РФ от 01.05.2022 года № 250 «О дополнительных мерах по обеспечению информационной безопасности Российской Федерации». Мер по обеспечению безопасности критической информационной инфраструктуры достаточно для выполнения требований к третьему уровню значимости, определенному Приказом ФСТЭК России от 25 декабря 2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

В Системе для защиты информации предусматривается предотвращение таких действий, как:

- несанкционированный доступ посторонних лиц к информации и несанкционированное предоставление управляющих воздействий на технологический процесс;
- несанкционированная модернизация, несанкционированное изменение алгоритмов, уставок регуляторов и защитной сигнализации, баз данных и значений параметров в них, документов и отчетности;
- ознакомление сотрудников организации с информацией, к которой они не должны иметь доступ, в зависимости от уровня полномочий;
- случайное или умышленное уничтожение информации;
- несанкционированное копирование программ и данных;
- заражение и возможное разрушение информации вирусными программами.

Защита информации системы линейной телемеханики обеспечивается за счет рекомендованных мер, приведенных ниже:

- идентификация и аутентификация;
- управление доступом;
- ограничение программной среды;
- резервное копирование и защита машинных носителей информации;
- регистрация событий безопасности;
- антивирусная защита;
- контроль и анализ защищённости информации;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	00051354						Лист
			88						
							НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1	88	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата				



### 30 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Система контроля технического состояния МЭ включает в свой состав следующие системы:

- обнаружения утечек (комбинированная);
- мониторинга протяженных объектов (СМПО).

#### 30.1 Система обнаружения утечек (комбинированная)

##### 30.1.1 Назначение системы обнаружения утечек

Система обнаружения утечек (далее СОУ) предназначена для определения факта нарушения целостности МЭ и определения координат места утечки во всех режимах функционирования, включая стационарные и нестационарные, на участках с полным и неполным заполнением сечения трубопроводов.

Система обнаружения утечек обеспечивает (с помощью распределенных вдоль трубопроводов компонентов программно-технического комплекса системы) выполнение следующих функций:

- информационные:
    - а) сбор и обработка информации (измерение и контроль параметров);
    - б) передача собранной и обработанной информации на верхний уровень системы;
    - в) определение, регистрация событий;
    - г) сигнализация и визуализация процессов на АРМ СОУ о тревогах и других событиях в режиме реального времени;
    - д) вывод информации на печать;
    - е) архивирование информации;
  - диагностики:
    - а) диагностику работоспособности, регистрацию и сигнализацию отказов программно-технических средств (ПТС) системы;
    - б) автоматическую диагностику каналов связи;
    - в) контроль целостности (короткое замыкание, обрыв) цепей входных и выходных сигналов;
    - г) диагностика КИП посредством HART протокола.
- Так же система СОУ выполняет:
- непрерывный мониторинг герметичности участка трубопровода и системы в целом;
  - определение факта и места возникновения утечки;
  - определение времени возникновения утечки.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										90
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					

### 30.1.2 Принцип работы СОУ

Комбинированная СОУ, должна реализовать, как минимум два из следующих методов контроля целостности МЭ:

- метод динамического баланса. Метод обнаружения утечки, основанный на теории сохранения вещества, на сравнении измеренных и моделируемых параметров процесса транспортировки, и использующий параметр материального дебаланса в качестве критерия возникновения утечки, моделирование технологического процесса используется для расчета материального баланса в режиме реального времени как при стационарных, так и переходных условиях;

- метод материального баланса по статистической модели. Метод обнаружения утечки, основанный на теории сохранения вещества, отслеживающий измеренные значения расхода, давления, температуры и плотности, и использующий параметр материального дебаланса в качестве критерия возникновения утечки; метод основан на создании характерного статистического образа работы трубопроводной системы, для повышения точности и чувствительности входная информация подвергается статистическому анализу и фильтрации;

- метод гидравлических уклонов. Метод локализации утечки, в основе которого лежит эффект характерного изменения профиля давления от ожидаемого, рассчитанного с помощью модели, при возникновении утечки.

Комбинированная СОУ включает в себя Волновую и Параметрическую подсистемы. Волновая подсистема основана на методе фиксации волны падения давления, которая возникает при возникновении утечки.

Данный метод позволяет определять быстро развивающиеся (время развития утечки - не более 10 сек), малые утечки за небольшое время (до 6 минут) на стационарном режиме перекачки.

Параметрическая подсистема основана на определении дебаланса расходов в начале и в конце участка трубопровода, и на изломе профиля давления вдоль трубопровода.

Данный метод позволяет определять медленно развивающиеся (время развития утечки - не более 60 сек) утечки на всех режимах (стационарный, переходной) перекачки.

### 30.1.3 Структура и состав СОУ

СОУ информационно-измерительная система, строиться по иерархическому принципу с использованием стандартных протоколов межуровневого обмена данными и функционально состоит из следующих уровней:

- нижний уровень – уровень первичного оборудования, используемого в работе СОУ (датчики СОУ);

- средний уровень - уровень линейных станций СОУ, HART - мультиплексоров, обеспечивающих сбор информации с нижнего уровня, обработку и выдачу результатов мониторинга трубопровода на верхний уровень;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										91
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

– верхний уровень – состоит из существующего оборудования: диспетчерских станций (АРМ), активного сетевого оборудования и периферийного оборудования (сервера, устройства передачи данных и другого оборудования). На данном уровне обеспечивается доступ к технологической и системной информации для технологического персонала.

К нижнему уровню относятся датчики или измерительные элементы СОУ, расположенные непосредственно на МЭ и подключаются к линейным станциям СОУ.

К среднему уровню относятся линейные станции, осуществляющие сбор и первичную обработку данных, поступающих от нижнего уровня и передачу информации на верхний уровень системы. Линейные станции СОУ представляют собой программируемые логические контроллеры, комплектуемые модулями ввода/вывода, блоками питания, барьерами искробезопасности и средствами связи, установленные в шкафах. Данные шкафы устанавливаются в блок-контейнерах телемеханики.

К верхнему уровню СОУ относится комплекс ПТС, размещаемый в ПУ (ЦДП АБК площадки цеха 2201 г. Нижнекамска и МДП на площадке цеха 2201 г. Нижнекамска, в РТП и операторной на площадке цеха 2202 г. Казани) и необходимый для контроля состояния этиленопровода, а также оборудование для конфигурирования системы.

Оборудование среднего уровня СОУ имеет два взаиморезервируемых выхода в каналы (основной и резервный) системы технологической связи для обеспечения обмена данными с оборудованием верхнего уровня СОУ.

СОУ предусматривает взаимодействие со следующими системами:

- со структурированной системой мониторинга и управления инженерными системами зданий и сооружений (СМИС). Со стороны серверного шкафа СОУ предусматривается передача данных по OPC;
- с системой точного времени для синхронизации по протоколу SNTP;
- с системой линейной телемеханики этиленопровода.

Обмен информацией между средним уровнем и верхним уровнем осуществляется по каналам связи, реализованными на основе ВОЛС (основной канал) и волоконно-оптического кабеля-датчика (ВОД) системы мониторинга протяженных объектов (СМПО) (резервный канал), протокол передачи данных – Modbus TCP.

Подробное описание организации сетей связи на основе ВОЛС представлено в НКНХ.5273-ПД-ТКР8, раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, Часть 8. Волоконно-оптическая линия связи системы передачи данных, том 3.8, инв. № 00054444.

Схема структурная комплекса технических средств комбинированной СОУ представлена в документе НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2-0529-АСМ-0001 в НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2, раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 1. Магистральный этиленопровод, книга 2. Графическая часть, том 3.1.2, инв. № 00051355.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	00051354							Лист
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						92
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

## 30.2 Система мониторинга протяженных объектов

### 30.2.1 Назначение системы мониторинга протяженных объектов

Система мониторинга протяженных объектов (СМПО) предназначена для поддержки принятия решений, связанных с обеспечением охраны периметра и целостности трубопроводной части проектируемого магистрального этиленопровода «Нижекамск-Казань».

Программно-технические средства из состава Системы мониторинга протяженных объектов позволяют обеспечивать персонал диспетчерской службы информацией, необходимой для принятия решений о реализации мероприятий по обеспечению целостности трубопроводной части проектируемого этиленопровода, а именно:

- об обнаружении факта несанкционированной активности на трассе этиленопровода, потенциально опасной с точки зрения нарушения целостности трубопроводной части, а также результатах идентификации источника опасности с указанием его местоположения на трассе газопровода с точностью до 10 м и времени появления;

- об обнаружении факта образования места утечки из этиленопровода (в результате образования «свища» или врезки в трубопроводной части) с указанием местоположения источника и времени его образования по виброакустическим воздействиям истекающей транспортируемой среды на среду окружающую трубопроводную часть (грунт, вода, воздушная среда);

- обнаружение факта аномально высокой скорости изменения температуры грунта непосредственно в месте залегания трубопроводной части, потенциально вызванной его охлаждением при образовании «свища» в трубопроводе (источника утечки) с указанием местоположения источника утечки и времени его появления (по требованию эксплуатирующей организации программное обеспечение может быть доработано для отображения профиля скорости изменения температуры вдоль трассы этиленопровода);

- об обнаружении факта перестановки кранов на мнемосхемах, о времени завершения перестановки с указанием местоположения кранов (после обучения системы);

- об обнаружении факта санкционированной активности (с указанием местоположения источника активности на трассе этиленопровода и времени его возникновения) в охранной зоне оснащенного участка, например, время начала и окончания ремонтно-восстановительных и профилактических работ на трассе этиленопровода.

- фиксация факта превышения от 0,2 % порога загазованности этиленом среды, истекающей через свечу, обеспечивающую сброс среды из пространства между кожухом и трубопроводной частью этиленопровода на переходе через железные, автомобильные дороги, с указанием времени обнаружения и перехода. В случае утечки газа предусматривается оповещение дежурных по железнодорожным станциям, ограничивающим перегон, через диспетчера линейного производственного управления, обслуживающего МЭ.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								93
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			



### 30.2.2 Структура и состав СМПО

СМПО информационно-измерительная система, строиться по иерархическому принципу с использованием стандартных протоколов межуровневого обмена данными и функционально состоит из следующих уровней:

- нижний уровень (полевое оборудование);
- средний уровень – оборудование, размещаемое в блок-боксах телемеханики;
- верхний уровень – состоит из существующего оборудования: диспетчерских станций (АРМ), активного сетевого оборудования и периферийного оборудования (сервера, устройства передачи данных и другого оборудования), АРМ инженера СМПО (ноутбука). На данном уровне обеспечивается доступ к технологической и системной информации для технологического персонала.

К полевому оборудованию относятся чувствительные элементы на базе волоконно-оптического кабеля-датчика (далее ВОД) прокладываемые вдоль трубопроводной части вновь проектируемого этиленопровода, фиксирующие виброакустические и температурные (скорость изменения) факторы воздействия, а также сигнализаторы газа для определения концентрации этилена, устанавливаемые на сбросных свечах на переходах этиленопровода через автомобильные и железные дороги. Полевое оборудование СМПО не требует организации его электроснабжения и устойчиво к воздействию молниевых разрядов и прочих электромагнитных воздействий.

В блок-боксах КП ТМ размещаются логические модули СМПО, укомплектованные соответствующими функциональными блоками опроса:

- блоки виброакустики (оптический блок, электронный блок);
- блок измерения абсолютных температур;
- блок сигнализаторов газа.

Посредством системы технологической связи обеспечивается взаимодействие блоков опроса логических модулей СМПО с оборудованием верхнего уровня. Свободные волокна из состава ВОД СМПО используются для каналов технологической связи.

Существующее оборудование верхнего уровня СОУ размещается в ПУ: ЦДП АБК площадки цеха 2201 г. Нижнекамска и операторной на площадке цеха 2202 г. Казани.

СМПО предусматривает взаимодействие со следующими системами:

- со структурированной системой мониторинга и управления инженерными системами зданий и сооружений (СМИС);
- с системой точного времени для синхронизации по протоколу SNTP;
- с системой линейной телемеханики этиленопровода.

Обмен информацией между средним уровнем и верхним уровнем осуществляется по каналам связи, реализованными на основе ВОЛС (основной канал) и волоконно-оптического кабель-датчика (СМПО) (резервный канал), протокол передачи данных – Modbus TCP.

Взам. инв. №		Подпись и дата		Изм. № подл.	00051354	<p style="text-align: center;"><b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b></p>						Лист
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата			

Структурная схема системы мониторинга протяженных объектов (СМПО) представлена в документе НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2-0530-АСМ-0001, НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2, раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 1. Магистральный этиленопровод, книга 2. Графическая часть, том 3.1.2, инв. № 00051355.

### 30.2.3 Функциональные характеристики СМПО

СМПО обеспечивает выявление и идентификацию событий на трубопроводе и в его охранной зоне со следующими характеристиками:

- дальность действия обнаружения утечки (температурный канал) - 25 км от места установки логического модуля;
- дальность действия обнаружения утечки (виброакустический канал) - 50 км от места установки логического модуля;
- дальность действия канала контроля загазованности - 50 км;
- погрешность при определении места возникновения утечки - не более 10 метров;
- фиксация времени возникновения и прекращения утечки в течение не более чем 10 минут;
- определение превышения предельно допустимой концентрации этилена в вытяжной свече в размере от 0,2 %;
- СМПО не идентифицирует как «утечка», «врезка» или активность внешние природные воздействия (ветер, атмосферные осадки, таяние снега или замерзание осадков, нагрев от солнечного излучения);
- СМПО определяет факт, тип (распознавание и классификацию источников активности), координату и время возникновения активности на трассе следующих событий:
  - а) «сверление» в трубопровод, с расстоянием обнаружения не более 5 м, за время обнаружения не более 10 мин;
  - б) разрушение трубопровода («обрыв кабеля») с расстоянием обнаружения не более 10 м, за время обнаружения не более 2 мин;
  - в) «работа землеройной техники» с гарантированным расстоянием обнаружения не более 15 м от оси датчика, за время обнаружения не более 10 мин;
- СМПО не идентифицирует дефект «врезка» либо «утечка» как активность, вызванную нахождением людей, животных на линейной части трубопровода, движение техники, технологические переключения на трубопроводе, движение внутритрубных приборов и другие эксплуатационные и технологические действия.
- СМПО не выдает события «врезка» или «утечка» при прохождении ВОД вблизи автомобильных дорог;
- СМПО имеет возможность одновременно идентифицировать не менее двух событий (активности и утечки) на расстоянии между событиями не ближе 50 м;

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.	00051354						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
							95

– СМПО имеет возможность по согласованию с Заказчиком интерпретировать дополнительные события необходимые для эксплуатации объекта.

– СМПО обеспечивает позиционирование события как по длине кабеля, так и по координате вдоль трубопровода. Максимальная допустимая погрешность позиционирования события по трассе трубопровода составляет не более 50 м. Линейная разрешающая способность - 5 м.

В рамках выполнения пуско-наладочных работ проводится адаптация СМПО непосредственно к объекту установки, учитываются особенности прокладки кабеля, типов грунтов и пр.

В рамках выполнения пуско-наладочных работ и адаптации СМПО фиксируются местоположения объектов, которые могут создавать дополнительный шумовой фон (дороги, реки, трубопроводы, овраги, каналы, ручьи, одиночные деревья, лесополосы, опоры ЛЭП, опоры мостов, опоры инженерных конструкций, промышленные сооружения, особенно содержащие станки, насосы, компрессоры) с целью дообучения системы в рамках её адаптации или маскирования соответствующих участков.

СМПО обеспечивает позиционирование событий как по привязке к характерным точкам объекта мониторинга (километраж, положение относительно объектов), так и по географическим координатам вдоль трубопровода.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								96
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

### 31 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДА ОТ СНИЖЕНИЯ (УВЕЛИЧЕНИЯ) ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОДУКТА ВЫШЕ (НИЖЕ) ДОПУСТИМОЙ

Согласно п. 9.2.14 Задания № 2 на разработку проектной документации, температура этилена на выходе из Нижнекамской компрессорной станции и Казанской компрессорной станции, подаваемого в проектируемый магистральный этиленопровод – не более плюс 40 °С. Данная величина температуры не требует дополнительных мероприятий по защите трубопровода от увеличения температуры.

Температура этилена в процессе транспортировки по магистральному этиленопроводу не опускается ниже минимальной температуры грунта на глубине прокладки этиленопровода – минус 5 °С. Данная величина температуры не требует дополнительных мероприятий по защите трубопровода от снижения температуры.

Инов. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист 97
			НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

## 32 ОПИСАНИЕ ВИДА И ОБЪЕМА ОБРАЗУЮЩИХСЯ ОТХОДОВ, ПОДЛЕЖАЩИХ СБОРУ, НАКОПЛЕНИЮ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЮ, ОБРАБОТКЕ, УТИЛИЗАЦИИ, ОБЕЗВРЕЖИВАНИЮ И РАЗМЕЩЕНИЮ

### 32.1 Период строительства

В период строительства планируется образование следующих видов отходов:

- провод медный в изоляции из поливинилхлорида, утративший потребительские свойства;
- кабель медно-жильный, утративший потребительские свойства;
- отходы битума нефтяного;
- спецодежда из хлопчатобумажного и смешанных волокон, утратившая потребительские свойства, незагрязненная;
- обувь кожаная рабочая, утратившая потребительские свойства;
- тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5%);
- средства индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства;
- осадок механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15 %;
- жидкие отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин;
- мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный);
- отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные прочие;
- лом асфальтовых и асфальтобетонных покрытий;
- инструменты лакокрасочные (кисти, валики), загрязненные лакокрасочными материалами (в количестве менее 5 %);
- обтирочный материал, загрязненный лакокрасочными материалами в количестве менее 5 %;
- шлак сварочный;
- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %);
- обрезь натуральной чистой древесины;
- отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные;
- отходы пленки полипропилена и изделий из нее незагрязненные;
- лом и отходы изделий из полипропилена незагрязненные (кроме тары);

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										98
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					

- лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные;
- лом и отходы стальные в кусковой форме незагрязненные;
- каски защитные пластмассовые, утратившие потребительские свойства;
- отходы (остатки) песчано-гравийной смеси при строительных, ремонтных работах;
- отходы песка незагрязненного;
- отходы строительного щебня незагрязненные;
- лом железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме;
- остатки и огарки стальных сварочных электродов;
- шламы буровые при горизонтальном, наклонно-направленном бурении с применением бурового раствора глинистого на водной основе практически неопасные.

### 32.2 Период эксплуатации

В период реконструкции подземного магистрального этиленопровода предусмотрено образование следующих видов отходов:

- отходы зачистки технологического оборудования химических и нефтехимических производств, содержащие пирофорные вещества;
- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %);
- светильники со светодиодными элементами в сборе, утратившие потребительские свойства;

При техническом обслуживании этиленопровода прогнозируется образование отходов от жизнедеятельности обслуживающего персонала:

- жидкие отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин;
- средства индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утративших потребительские свойства;
- спецодежда из хлопчатобумажного и смешанных волокон, утратившая потребительские свойства, незагрязненная;
- обувь кожаная рабочая, утратившая потребительские свойства;
- мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный);
- отходы резиновой обуви отработанной, утратившей потребительские свойства, незагрязненной;
- каски защитные пластмассовые, утратившие потребительские свойства.

Технологией реконструкции подземного магистрального этиленопровода предусмотрена периодическая внутритрубная диагностика полости этиленопровода

Изм. № подл.	00051354	Взам. инв. №	Подпись и дата							Лист
										99
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>				

при проведении регламентных работ (очистных и диагностических работ) посредством пропуска внутритрубных устройств. В процессе внутренней диагностики полости этиленопровода образуются отходы зачистки технологического оборудования химических и нефтехимических производств, содержащие пирофорные вещества.

Отход III класса опасности, определен в соответствии с Федеральным классификационным каталогом отходов (утв. Приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017, № 242, зарегистрировано в Минюсте России 08.06.2017, № 47008).

Отходы, образующиеся в процессе реконструкции подземного магистрального этиленопровода, будут передаваться в специализированные организации, для обезвреживания и утилизации.

Сбор и временное накопление отходов осуществляется отдельно по классам опасности и в зависимости от агрегатного состояния.

Инов. № подл.	00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
										100
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>				

### 33 СВЕДЕНИЯ О КЛАССЕ ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ И МЕСТАХ ИХ НАКОПЛЕНИЯ

В соответствии с Приказом МПР РФ от 04 декабря 2014 г. № 536 «Об утверждении Критериев отнесения отходов к I-V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду» - отходы по степени их вредного воздействия на окружающую среду подразделяются на:

- отходы V класса – практически неопасные отходы;
- отходы IV класса – малоопасные отходы;
- отходы III класса опасности – умеренно опасные отходы;
- отходы II класса опасности – высоко опасные отходы;
- отходы I класса опасности – чрезвычайно опасные отходы.

#### 33.1 Период строительства

По предварительной оценке, в ходе строительства подземного магистрального этиленопровода будут образовываться отходы III - V классов опасности, всего 29 наименований, из них:

- III класса опасности (3 вида отходов);
- IV класса опасности (12 видов отходов);
- V класса опасности (14 видов отходов).

Отходы, образующиеся в процессе строительства, будут передаваться в специализированные организации, для обезвреживания и утилизации, размещения и могут быть повторно использованы для строительства. Будут заключены договоры со специализированными организациями, имеющими лицензию для осуществления деятельности по обращению с отходами.

#### 33.2 Период эксплуатации

В период реконструкции подземного магистрального этиленопровода будут образовываться отходы эксплуатации III - V классов опасности, всего 10 наименований, из них:

- III класса опасности (1 вид отходов);
- IV класса опасности (8 видов отходов).
- V класса опасности (1 вид отходов).

Отходы, образующиеся в процессе реконструкции подземного магистрального этиленопровода, будут передаваться в специализированные организации, для обезвреживания и утилизации. Будут заключены договора со специализированными организациями, имеющими лицензию для осуществления деятельности по обращению с отходами.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инва. № подл.	00051354	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1	Лист
											101



### 34 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ВЫБРОСОВ, СБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, ПЕРЕЧЕНЬ МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ АВАРИЙНЫХ ВЫБРОСОВ (СБРОСОВ)

Для исключения разгерметизации трубопровода в процессе эксплуатации и предупреждения аварийных выбросов опасных веществ, предусматривается:

- герметизация всех трубопроводов и оборудования технологического процесса транспорта этилена;
- соединения труб между собой и с соединительными деталями выполняется методом сварки встык;
- сварные соединения труб между собой и с соединительными деталями подвергаются визуально-измерительному и радиографическому контролю;
- сварные соединения на участках ненормативного сближения дополнительно подвергаются ультразвуковому контролю;
- проведение испытаний трубопроводов на прочность и плотность, а также дополнительных испытаний герметичность;
- усиленная антикоррозионная изоляция трубопроводов и сварных стыков;
- применение запорной арматуры с затворами класса герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015;
- сигнализация при отклонении от нормальных условий эксплуатации объекта;
- автоматизация процесса перекачки и управления производством;
- недопущение нарушений параметров технологического режима, установленного утвержденным технологическим регламентом, слежение за исправностью контрольно-измерительных приборов;
- эксплуатация всего оборудования в соответствии с техническими условиями и инструкциями поставщиков оборудования;
- периодические ревизии и диагностирование трубопроводов, ремонт выявленных при диагностировании дефектов;
- мониторинг состояния трубопроводов.

Сбросы этилена через подключаемые мобильные факельные устройства являются аварийными. В нормальном режиме эксплуатации сбросы отсутствуют.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										102
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

### 35 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СЦЕНАРИЕВ АВАРИЙ

Под аварией, в соответствии со статьей 1 Федерального закона от 21.07.97 № 116-ФЗ, понимается разрушение сооружений, технических устройств (машины, технологическое оборудование, системы машин, оборудования, агрегаты, аппаратура, механизмы, применяемые при эксплуатации опасного производственного объекта), неконтролируемые взрыв, выброс опасных веществ.

Оценка возможных аварийных ситуаций проводится в соответствии с требованиями Ростехнадзора на основании Руководств по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденные приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387, «Методические рекомендации по проведению анализа риска аварий на конденсатопроводах и продуктопроводах», утвержденные приказом Ростехнадзора от 17.02.2023 № 69, «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа», утвержденная приказом Ростехнадзора от 22.12.2022 № 454.

В общей схеме развития аварии на магистральных продуктопроводах и в типовых сценариях можно выделить следующие процессы и стадии:

- мгновенная разгерметизация трубопровода;
- начало истечения продукта из трубопровода в напорном режиме в окружающую среду, в т.ч. в воду при прохождении трубопровода по дну водоемов;
- вскипание продукта в трубопроводе и образование двухфазного потока в трубопроводе;
- образование на месте выброса продукта из трубопровода облака газа охлажденного до температуры кипения; интенсивное смешение продукта с воздухом;
- рассеяние взрывопожароопасного облака ТВС в атмосфере;
- распространение волн разрежения от места разгерметизации к границам трубопровода;
- изменение режима работы компрессоров на входе/выходе трубопровода в ответ на распространение волн разрежения;
- регистрация утечки системой обнаружения утечки и выдача сообщения на пульт оператору о возникновении утечки;
- принятие оператором решения об остановке компрессоров, перекрытии КУ и направлении к месту аварии аварийно-спасательной бригады;
- полная остановка компрессоров;
- окончание истечения продукта в напорном режиме и истечение продукта в самотечном режиме из всего трубопровода;
- перекрытие КУ;
- время прибытия аварийной бригады к аварийному участку;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Лист  
103

– истечение продукта в самотечном режиме из отсеченного участка трубопровода, в т.ч. истечение продукта из подводных участков трубопровода.

При воспламенении паров продукта добавляются следующие стадии:

- инициирование горения паров продукта;
- сгорание (пожар-вспышка)/взрыв облака ТВС;
- пожар, поражение открытым пламенем, тепловым излучением близлежащих к месту пожара объектов;
- факельное (струевое) горение;
- образование токсичных продуктов в процессе пожара, рассеяние их в атмосфере, поражение токсичными продуктами людей, загрязнение атмосферы.

В целях снижения риска аварий назначаются мероприятия (технические решения и организационные меры) направленные на предупреждение аварий (уменьшение вероятности их возникновения) и снижение последствий возможных аварий, в том числе мероприятия по обеспечению готовности к локализации и ликвидации аварий.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инд. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист
									104
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									

### 36 СВЕДЕНИЯ О НАИБОЛЕЕ ОПАСНЫХ УЧАСТКАХ НА ТРАССЕ ТРУБОПРОВОДА И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РАЗМЕРА ЗАЩИТНЫХ, ОХРАННЫХ ЗОН И ЗОН МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ РАССТОЯНИЙ, В СЛУЧАЕ ЕСЛИ УСТАНОВЛЕНИЕ ТАКИХ ЗОН ПРЕДУСМОТРЕНО ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫМИ И ИНЫМИ НОРМАТИВНЫМИ ПРАВОВЫМИ АКТАМИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

#### 36.1 Опасные участки

Согласно п. 21 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 11.12.2020 № 517, в проекте выделяются следующие наиболее опасные участки магистрального этиленопровода:

- в пределах территории Нижнекамской КС;
- в пределах территории Казанской КС;
- в пределах границ муниципального образования г. Нижнекамск;
- в пределах границ муниципального образования г. Казань;
- в пределах приаэродромных территорий (пятая подзона) аэропорта Бегишево;
- в пределах приаэродромных территорий (пятая подзона) аэропорта Борисоглебское;
- переходы через железные дороги общей сети, автомобильные дороги общего пользования категорий I и II и водные судоходные преграды с примыкающими к этим переходам по обеим сторонам участками длиной не менее значений 220 м (расстояние определено по расчетам рисков);
- сближения с населенными пунктами, определенными расчетами рисков;
- участки, имеющие категорию опасности участка строительства в карстово-суффозионном отношении «опасная».

Для данных опасных участков должны быть предусмотрены специальные меры безопасности, снижающие риски аварий в соответствии с п. 25 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» утвержденные приказом Ростехнадзора от 11.12.2020 № 517.

Для данных участков предусматривается увеличение категории участка этиленопровода до «В».

Описание дополнительных мероприятий и требований документов НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1 приведено в разделе 39 настоящего тома.

#### 36.2 Охранная зона

В рамках разработки НКНХ.5273-ПД-НТС было проведено моделирование вариантов аварийных разгерметизации магистральных газопроводов, продуктопроводов ШФЛУ, этиленопровода различных диаметров. При этом

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										105
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					

очевидным фактом является значительное превышение потенциальной опасности магистральных продуктопроводов ШФЛУ и этиленопроводов над магистральными газопроводами.

Таким образом, с учетом положений раздела 4, п. 4.1 «Правил охраны магистральных трубопроводов», утвержденных Постановлением Госгортехнадзора России от 22.04.1992 № 9 и Министерством топлива и энергетики России 29.04.92, целесообразно установить охранную зону:

– вдоль трассы этиленопровода – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 100 м от осей крайних ниток трубопроводов с каждой стороны;

– вдоль подводных переходов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток переходов на 100 м с каждой стороны.

В охранной зоне должны выполняться все требования к охраняемым зонам в соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов».

Предусмотрено обозначение линейной части проектируемого трубопровода на местности опознавательными знаками, которые устанавливаются на столбиках, окрашенных в оранжевый или ярко-желтый цвет, высотой от 1,5 до 2,0 метров.

Опознавательные знаки линейной части проектируемого трубопровода устанавливаются собственником трубопроводов или организацией, эксплуатирующей трубопроводы, в границах охранной зоны:

- на прямых участках в пределах видимости, но не реже чем через 500 м;
- на углах поворота трубопроводов, расположенных в горизонтальной плоскости;
- на пересечениях со сторонними коммуникациями;
- на пересечениях с автомобильными и железными дорогами (два знака на дорогу – по одному с каждой стороны дороги);
- на пересечениях с оборудованными переездами через этиленопровод.

На опознавательных знаках указывается следующая информация:

- наименование трубопровода и его основные технические характеристики (диаметр и расчетное давление по проектной документации);
- местоположение оси трубопровода по отношению к основанию знака;
- расстояние от начала трубопровода, измеряемое в километрах;
- расстояние от оси трубопровода до границы охранной зоны;
- телефоны и адреса собственника трубопровода или организации, эксплуатирующей данный участок трубопровода.

На участках закрытой прокладки, ввиду значительного заглубления, исключаящего пожарную опасность для подземного трубопровода, возможность и необходимость ремонтных работ траншейным способом, а также отсутствия

Изм. № подл.	00051354	Взам. инв. №	Подпись и дата							Лист
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						106
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

надземных сооружений по трассе, необходимость очистки охранной зоны трубопровода от древесной и кустарниковой растительности на период эксплуатации, остается на усмотрение эксплуатирующей организации согласно п. 4.5 «Правила охраны магистральных трубопроводов».

### 36.3 Границы минимально допустимых расстояний

Минимальные расстояния от проектируемого магистрального этиленопровода до существующих населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений соответствуют требованиям НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1.

Значения минимально допустимых расстояний для проектируемого этиленопровода DN 250, полученные по результатам расчетов промышленных рисков, приведены в таблице 36.1.

Таблица 36.1 – Значения минимально допустимых расстояний для проектируемого этиленопровода DN 250

Типовые объекты, здания и сооружения	Минимально допустимые расстояния, м
1 Города, поселения городского типа, сельские поселения (в т.ч. жилые двухэтажные здания и выше), отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, вокзалы и т.д.)	350
2 Коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки, отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, тепличные комбинаты и хозяйства, птицефабрики, молокозаводы, карьеры разработки полезных ископаемых, индивидуальные гаражи и открытые стоянки (более 20 автомобилей);	220
железнодорожные станции, аэропорты, морские и речные порты и пристани, гидроэлектростанции, гидротехнические сооружения морского и речного транспорта;	220
железные дороги общей сети и автомобильные дороги общего пользования категории I;	220
мосты железных дорог общей сети, автомобильных дорог общего пользования категорий I и II;	220
склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения более 1000 м <sup>3</sup> ;	220
автозаправочные станции, наливные станции и железнодорожные эстакады;	220
мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи; телевизионные башни	220
территории НС, КС, НПС магистральных трубопроводов;	220
открытые распределительные устройства напряжением 35, 110, 220 кВ электроподстанций других потребителей.	220
3 Отдельно стоящие жилые дома не выше двух этажей, кладбища (действующие), сельскохозяйственные фермы, полевые станы;	220
реки с шириной зеркала в межень 25 м и более, судоходные реки, каналы, озера и другие водоемы, имеющие питьевое и рыбохозяйственное значение;	220
очистные сооружения, водопроводные и канализационные насосные станции с постоянным присутствием обслуживающего персонала;	220
автомобильные дороги общего пользования категорий II, III;	220
мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог общего пользования категории III и автомобильных дорог категорий IV, V с пролетом свыше 20 м.	220

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Лист  
107

Типовые объекты, здания и сооружения	Минимально допустимые расстояния, м
4 Железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги общего пользования категорий IV, V; территории промежуточных НС данного трубопровода;	220
отдельно стоящие нежилые и подсобные строения, пункты обогрева ремонтных бригад, нежилые и подсобные здания и строения на территории существующих нефтегазопромысловых объектов, вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов, мачты (башни) и сооружения технологической связи трубопроводов (кроме мачт, указанных в поз. 8 настоящей таблицы), гаражи и открытые стоянки менее 20 автомобилей	220
5 Устья нефтяных, газовых и артезианских скважин, находящихся в процессе бурения и эксплуатации	100
6 Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых с применением при добыче взрывных работ, склады сжиженных газов	По согласованию с органами Государственного надзора и заинтересованными организациями
7 Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод, в том числе в стесненных условиях трассы, опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом	В соответствии с ПУЭ и разделом 9 СП 36.13330.2012
8 Мачты малокабельной необслуживаемой радиосвязи трубопроводов	15
9 Вдольтрассовый проезд	15
Примечание – расстояния до объектов, не указанных в данной таблице следует применять по табл. 4 СП 36.13330.2012 как для магистральных газопроводов I класса.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инд. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									

### 37 ПЕРЕЧЕНЬ ПРОЕКТНЫХ И ОРГАНИЗАЦИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ

В соответствии со статьей 10 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

- планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте;

- заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами или с профессиональными аварийно-спасательными формированиями договоры на обслуживание или создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы или профессиональные аварийно-спасательные формирования, а также нештатные аварийно-спасательные формирования из числа работников;

- иметь резервы финансовых средств и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий в соответствии с законодательством Российской Федерации;

- обучать работников действиям в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии и поддерживать указанные системы в пригодном к использованию состоянии.

Мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий выполняются согласно Плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах (ПМЛЛПА ОПО), утвержденному руководителем (заместителем руководителя) организации, эксплуатирующей трубопроводы.

При обнаружении утечки или повреждения трубопроводов во время осмотров, обследований или ремонта, производитель этих работ обязан срочно поставить в известность об утечке газа:

- лицо, ответственное за эксплуатацию трубопроводов;
- диспетчерскую службу и руководство организации, эксплуатирующей трубопроводы.

Диспетчерская служба после получения сообщения об утечке должна незамедлительно обеспечить определение места и характера утечки и обеспечить необходимые меры безопасности до производства аварийно-восстановительных работ.

Ответственное лицо за эксплуатацию трубопроводов при обнаружении утечки должно направить письменное донесение руководителю организации, эксплуатирующей трубопроводы, и в местные организации: исполнительной власти, Ростехнадзора, пожарного надзора, охраны природы.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								109
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			



Руководство работами по ликвидации последствий аварии осуществляет назначенное приказом ответственное лицо.

При возникновении подтвержденной аварии необходимо:

- отключение аварийного участка трубопровода;
- опорожнение участка;
- оповещение, сбор и выезд аварийных бригад;
- предупреждение потребителей о прекращении поставок сырья или о сокращении их объемов;
- принятие необходимых мер по организации оптимального режима работы трубопровода;
- принятие необходимых мер по предотвращению нахождения в зоне аварии лиц, не задействованных в работах по ее ликвидации;
- обеспечение безопасности гражданских и промышленных объектов на основе ПМЛЛПА ОПО, в котором конкретизирована расстановка постов охраны места аварии, участки, обозначаемые сигнальной лентой, места установки предупредительных знаков.

Руководство работами по ликвидации инцидентов осуществляет ответственный руководитель работ, назначаемый приказом.

Персонал, прибывший к месту аварии или инцидента на трубопроводе, обязан:

- уточнить место и характер повреждений;
- сообщить диспетчеру о месте и ориентировочных размерах повреждений, возможности подъездов и проездов, наличии и состоянии расположенных в непосредственной близости ЛЭП, продуктопроводов, автомобильных дорог и другие необходимые сведения.

К ликвидации последствий аварии приступают после ее локализации, организации устойчивой радиосвязи, получения сообщений об организации постов на крановом узле, отключающем аварийный участок от действующего трубопровода, и выполнения дополнительных мер по предотвращению ошибочной или самопроизвольной перестановки запорной арматуры.

После завершения аварийно-восстановительных работ проводится:

- вытеснение газозооушной смеси из восстановленного участка трубопровода;
- заполнение и испытание на герметичность восстановленного участка трубопровода;
- пуск объекта в работу;
- снятие постов по распоряжению ответственного руководителя работ по ликвидации последствий аварии.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										110
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

### 38 ОПИСАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОХОЖДЕНИЮ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА (ПЕРЕХОД ВОДНЫХ ПРЕГРАД, БОЛОТ, ПЕРЕСЕЧЕНИЕ ТРАНСПОРТНЫХ КОММУНИКАЦИЙ, ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДА В ГОРНОЙ МЕСТНОСТИ И ПО ТЕРРИТОРИЯМ, ПОДВЕРЖЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЮ ОПАСНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ)

#### 38.1 Пересечение водных преград

Трасса этиленопровода пересекает множество рек, ручьев, временных водотоков, несколько озер.

Проектирование переходов через водные преграды выполняется с учетом подраздела 10.2 СП 36.13330.2012, НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1. Строительные работы выполняются с учетом раздела 15 СП 86.13330.2022, СП 422.1325800.2018.

Перечень пересекаемых основной и резервными нитками этиленопровода водных преград, представлен в таблицах 38.1 и 38.2.

Таблица 38.1 – Перечень пересекаемых водных преград основной ниткой этиленопровода

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)		Наименование пересекаемых преград	Ширина водной преграды в межень, м	Глубина водной преграды в межень, м	Способ пересечения водных преград магистральным трубопроводом
ПК	+				
4	51,12	ручей прсх.1	-	-	открытый
8	34,69	ручей прсх.2	-	-	открытый
10	38,53	ручей прсх.3	-	-	открытый
45	86,05	р. Иныш	5,20	0,11	закрытый (ННБ)
47	0,71	ручей прсх.4	-	-	закрытый (ННБ)
49	13,29	ручей прсх.5	-	-	закрытый (ННБ)
76	70,93	ручей прсх.6	-	-	открытый
81	98,75	ручей прсх.7	-	-	открытый
97	41,73	ручей б/н.1	0,82	0,01	открытый
118	56,93	р. Аланка	5,18	0,05	открытый
189	6,31	р. Зай	44,70	0,90	закрытый (ННБ)
306	50,02	р. Прось	70,00	7,00	закрытый (ННБ)
346	41,26	озеро б/н 1	-	1,50	открытый
353	24,28	р. Прось (протока)	3,00	1,00	закрытый (ННБ)
391	46,57	старица б/н 1	3,00	0,50	закрытый (ННБ)
394	71,67	оз. Уналик	140,00	4,50	закрытый (ННБ)
397	13,58	оз. Медведкино	90,00	-	закрытый (ННБ)
401	23,09	оз. Долгое	100,00	-	закрытый (ННБ)

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

00051354

Лист

111

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)		Наименование пересекаемых преград	Ширина водной преграды в межень, м	Глубина водной преграды в межень, м	Способ пересечения водных преград магистральным трубопроводом
ПК	+				
402	91,82	озеро б/н 2	40,00	-	закрытый (ННБ)
403	99,22	озеро б/н 2	40,00	-	закрытый (ННБ)
405	23,29	оз. Плоское	-	1,80	закрытый (ННБ)
407	5,33	старица б/н 2	-	-	закрытый (ННБ)
411	29,79	оз. Островное	50,00	3,00	закрытый (ННБ)
412	35,88	оз. Островное	50,00	3,00	закрытый (ННБ)
418	78,97	р. Кама	476,00	28,70	закрытый (ННБ)
437	27,55	ручей прсх.8	-	-	закрытый (ННБ)
440	63,85	ручей прсх.9	-	-	закрытый (ННБ)
442	25,73	ручей прсх.10 (овраг Степана Разина)	-	-	закрытый (ННБ)
443	62,43	ручей прсх.11	-	-	открытый
465	10,22	ручей прсх.12	-	-	открытый
485	93,53	ручей прсх.13 (овраг Граханский)	-	-	закрытый (ННБ)
497	67,05	ручей прсх.14 (овраг Грязнуха)	-	-	открытый
514	85,53	ручей прсх.15	-	-	закрытый (ННБ)
516	36,55	ручей прсх.16 (овраг Кривуха)	-	-	закрытый (ННБ)
521	68,32	ручей прсх.17	-	-	открытый
548	73,62	р. Пашкинка	1,64	0,10	закрытый (ННБ)
575	7,47	ручей прсх.18 (овраг Ломовка)	-	-	открытый
580	95,74	ручей прсх.19	-	-	открытый
590	92,07	ручей прсх.20	-	-	открытый
591	21,19	р. Муткуш	0,98	0,04	закрытый (ННБ)
593	69,66	ручей прсх.21	-	-	открытый
623	13,08	ручей прсх.22	-	-	открытый
630	39,9	р. Обзяк	1,57	0,03	закрытый (ННБ)
707	48,94	ручей прсх.23	-	-	открытый
733	26,7	ручей прсх.24	-	-	открытый
736	16,53	ручей прсх.25	-	-	открытый
747	78,57	ручей прсх.26	-	-	открытый
768	6,25	ручей прсх.27	-	-	открытый
769	45,3	р. Савруш	-	-	открытый
793	21,62	р. Суелга	9,51	0,03	открытый
817	42,17	р. Кирмянка	1,65	0,03	открытый
864	69,32	ручей прсх.28	-	-	открытый

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

00051354

Лист

112

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)		Наименование пересекаемых преград	Ширина водной преграды в межень, м	Глубина водной преграды в межень, м	Способ пересечения водных преград магистральным трубопроводом
ПК	+				
873	36,49	р. Сунь	-	-	открытый
880	39,55	ручей прсх.29	-	-	открытый
886	38,82	ручей прсх.30	-	-	открытый
889	66,27	ручей прсх.31	-	-	открытый
900	88,18	ручей прсх.32	-	-	открытый
907	35,95	ручей прсх.33	-	-	открытый
925	51,3	ручей прсх.34	-	-	открытый
946	24,4	ручей прсх.35	-	-	закрытый (ННБ)
946	65,01	ручей прсх.36	-	-	закрытый (ННБ)
963	63,2	р. Субаш	0,96	0,08	открытый
998	86,85	ручей прсх.37	-	-	открытый
1000	50,38	р. Шия	0,85	0,05	открытый
1034	30,9	ручей прсх.38	-	-	открытый
1040	37,77	ручей прсх.39	-	-	открытый
1042	15,75	ручей прсх.40 (овраг Самарин)	0,52	0,06	открытый
1061	60,07	ручей прсх.41 (овраг Сухой)	-	-	открытый
1076	61,1	р. Нысе	1,02	0,16	открытый
1152	97,73	ручей прсх.42	-	-	открытый
1154	27,54	ручей прсх.43	-	-	открытый
1155	19,45	р. Меша (Бол. Мёша)	10,96	1,11	закрытый (ННБ)
1171	50,71	ручей прсх.44	-	-	открытый
1171	80,57	ручей б/н 2	-	-	открытый
1194	40,6	ручей прсх.45	-	-	открытый
1234	95,62	ручей б/н 3	1,46	0,16	закрытый (ННБ)
1289	20,47	ручей прсх.46	-	-	открытый
1295	72,64	р. Казкаш	2,40	0,30	открытый
1321	3,55	р. Сабы	2,24	0,27	закрытый (ННБ)
1428	80,78	р. Малая Меша	6,50	1,64	открытый
1431	98,84	р. Малая Меша (протока)	-	-	открытый
1462	44,04	р. Макса	3,22	0,36	открытый
1472	91,56	ручей прсх.47	-	-	открытый
1536	41,98	р. Тямтибаш	0,44	0,13	закрытый (ННБ)
1595	4,67	ручей Метескибаш	20,62	0,63	открытый
1604	64,74	ручей прсх.48	-	-	открытый
1622	55,55	ручей прсх.49	-	-	открытый

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

00051354

Лист

113

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)		Наименование пересекаемых преград	Ширина водной преграды в межень, м	Глубина водной преграды в межень, м	Способ пересечения водных преград магистральным трубопроводом
ПК	+				
1627	20,93	р. Атау	-	-	открытый
1675	84,4	ручей прсх.50 (овраг Каменный)	-	-	открытый
1696	64,19	р. Нурминка	3,48	0,46	открытый
1698	5,01	р. Нурминка (протока)	-	-	открытый
1747	83,15	р. Щира	3,20	0,75	открытый
1786	18,66	ручей прсх.51	-	-	открытый
1803	41,25	р. Иинка	2,18	0,19	открытый
1821	62,13	ручей прсх.52	-	-	открытый
1827	26,15	ручей прсх.53	-	-	открытый
1833	2	ручей прсх.54	-	-	открытый
1851	41,41	ручей прсх.55	-	-	открытый
1860	10,01	ручей прсх.56	-	-	открытый
1915	59,65	ручей прсх.57	-	-	открытый
1927	39,8	ручей прсх.58	-	-	открытый
1942	73,21	ручей б/н 5	0,44	0,03	открытый
1952	35,56	ручей Сидоровский	26,84	1,13	открытый
1971	43,23	р. Новый Ключ	0,80	0,09	открытый
2017	11,11	р. Казанка	4,40	1,01	закрытый (ННБ)
2041	86,19	р. Шимьяковка	3,62	0,53	открытый
2042	64,2	р. Шимьяковка (протока)	-	-	открытый
2043	44,72	р. Шимьяковка (протока)	-	-	открытый
2043	98,85	р. Шимьяковка (протока)	-	-	открытый
2143	56,41	р. Сула	4,52	0,25	открытый
2168	48,24	ручей прсх.59 (овраг Ортюшкин)	-	-	открытый
2171	44,45	ручей прсх.60	-	-	открытый
2173	74,08	ручей прсх.61	-	-	открытый
2175	72,39	ручей прсх.62	-	-	закрытый (ННБ)
2176	39,07	р. Потурка	1,28	0,88	закрытый (ННБ)
2184	54,04	р. Потурка	2,38	0,11	открытый
2185	76,22	ручей прсх.63	-	-	открытый
2236	19,26	ручей прсх.64,65	-	-	открытый
2269	27,59	ручей прсх.66	-	-	открытый
2274	10,25	ручей б/н 6	11,76	1,23	открытый
2310	22,51	р. Солонка	1,90	0,20	открытый

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

00051354

Лист

114

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)		Наименование пересекаемых преград	Ширина водной преграды в межень, м	Глубина водной преграды в межень, м	Способ пересечения водных преград магистральным трубопроводом
ПК	+				
2313	44,14	ручей прсх.67	-	-	открытый
2317	84,33	ручей прсх.68	-	-	открытый
2334	21,75	ручей прсх.69	1,06	0,14	закрытый (ННБ)
2378	50,32	р. Сумка	2,67	0,04	открытый
2508	51,22	ручей прсх.73 (овраг Вершина Бобыльская)	3,94	0,31	открытый

Таблица 38.2 – Перечень пересекаемых водных преград резервными нитками этиленопровода

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)		Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Ширина водной преграды в межень, м	Глубина водной преграды в межень, м	Способ пересечения водных преград магистральным трубопроводом
ПК	+				
Резервная нитка через р. Зай					
3	93,14	р. Зай	44,70	0,90	закрытый (ННБ)
Резервная нитка через р. Прось					
14	94,58	р. Прось	70,00	7,00	закрытый (ННБ)
Резервная нитка через р. Кама					
1	74,70	оз. Островное	50,00	3,00	закрытый (ННБ)
2	95,17	оз. Островное	50,00	3,00	закрытый (ННБ)
9	62,67	р. Кама	476,00	28,70	закрытый (ННБ)

Р. Кама является судоходной рекой, р. Зай и р. Прось могут быть использованы в качестве водного сообщения для малогабаритных плавательных средств.

Подробное описание решений, принятых в настоящем проекте по закрытым переходам, выполняемым методом наклонно-направленного бурения приведены в томе НКНХ.5273-ПД-ТКР2 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 2. Переходы через естественные и искусственные препятствия методом ННБ, том 3.2 инв. № 00051356.

Все подводные переходы проектируемого трубопровода, выполняемые закрытым способом, предусматриваются в защитном футляре 426×9 мм по ГОСТ 31447-2012, класс прочности К56. Совместные закрытые переходы водных

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								115
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

преград с автодорогами, имеющими усовершенствованное покрытие капитального и облегченного типов, предусматриваются в защитном футляре 530×10 мм по ГОСТ 31447-2012, класс прочности К56.

Переходы проектируемого магистрального трубопровода через малые и средние водотоки, в рамках рассматриваемого проекта, выполняются открытым (траншейным) способом в соответствии с требованиями подраздела 10.2 СП 36.13330.2012.

Прокладка трубопровода на переходах через пересекаемые водотоки осуществляемая траншейным способом, предусмотрена с использованием балластирующих устройств. Подробное описание количества и типа применяемых балластирующих устройств представлено в разделе 50 настоящего тома. Проектная отметка верха забалластированного трубопровода при проектировании перехода через водную преграду составляет не менее чем на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва и не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

Пересечения наиболее крупных рек – р. Зай, р. Прось и р. Кама выполнены в две нитки (основная и резервная). Остальные пересечения выполнены в одну нитку.

Расстояние между параллельными нитками проектируемого магистрального этиленопровода под водными преградами составляет 30 метров.

Резервные нитки оборудованы узлами запуска и приема СОД.

Информация по сигнальным знакам на берегах приведена в разделе 51 настоящего тома.

### 38.2 Пересечение автомобильных дорог

Проектирование переходов через автомобильные дороги выполняется с учетом подраздела 10.3 СП 36.13330.2012, НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1 и в соответствии с техническими условиями, предоставляемыми организациями-владельцами дорог. Строительные работы выполняются с учетом раздела 17 СП 86.13330.2022.

Перечень пересекаемых этиленопроводом основных автомобильных дорог (за исключением грунтовых, лесных, полевых), представлен в таблице 38.3. Резервные нитки этиленопровода основные автомобильные дороги (за исключением грунтовых, лесных, полевых) не пересекают.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	00051354																	Лист				
																				116				
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>																			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Таблица 38.3 – Перечень пересекаемых этиленопроводом основных автомобильных дорог

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых дорог	Тип покрытия	Категория дороги	Угол пересечения, градус	Способ пересечения дорог магистральным трубопроводом	Владелец / эксплуатирующая организация	№ ТУ на пересечение	
								ПК
0	18,94	Автодорога с усовершенствованным покрытием	А	IV	90	открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «УЭТП НКНХ»	-
0	57,75	Бетонная дорога	Б	V	64	открытый	Владелец не установлен	-
16	70	Автомобильная дорога V категории, подъездная к ПС 220 кВ Бегишево	А	V	80	закрытый (ГШБ)	АО «Сетевая компания», Нижнекамские электрические сети (НкЭС), г.Нижнекамск	102-48/1716 от 22.07.2024
35	66,71	Подъездная автодорога н.п. Иштеряково - ГПС «Нижнекамск-2»	А	IV		закрытый (ГШБ)	АО «Транснефть-Прикамье», г.Казань, Альметьевское районное нефтепроводное управление (АРНУ)	09-01/836 от 05.09.2024
55	64,67	Автомобильная дорога «Иштеряково - Промышленный узел»	А	IV	69	закрытый (ГШБ)	Иштеряковское сельское поселение	ТУ б/н
122	65,59	Дорога	Щ	-	88	открытый	Владелец не установлен	-
137	68,81	Автомобильная дорога «Нижнекамск – детский оздоровительный лагерь труда и отдыха» на 3 км + 870 м («Большое Афанасьево - Балчыклы»)	А	IV	74	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ "Безопасность дорожного движения"	5480-исх от 19.09.2024
172	68,69	Строящаяся автомобильная дорога М-12 Обход Нижнекамска и Набережные Челны	А	IB	90	закрытый (ННБ)	ФКУ «Волго-Вятскуправтодор»	15-6505 от 12.09.2024
252	11,99	Автомобильная дорога «Чистополь – Нижнекамск» на 80 км + 500 м («Сухарево 16К-1236 - Борок»)	А	III		закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5480-исх от 19.09.2024
392	97,13	Автомобильная дорога «Борок – Старый Закамский» на 12 км + 050 м («Старый Закамский - Березовая	Щ	V	47	закрытый (ННБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5480-исх от 19.09.2024



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	К.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых дорог	Тип покрытия	Категория дороги	Угол пересечения, градус	Способ пересечения дорог магистральным трубопроводом	Владелец / эксплуатирующая организация	№ ТУ на пересечение	
														ПК
							Грива»)							
						402	46,21	Подъездная дорога к коммуникациям ОАО «Нократойл» («Старый Закамский - Березовая Грива»)	Г	V	46	закрытый (ННБ)	ЗАО «Нефтесервис» / ОАО «Нократойл»	ТУ б/н
						427	75,57	Автомобильная дорога «М-7 «Волга» – Соколка» - Грахань	А	IV	69	закрытый (ГШБ)	Сокольское сельское поселение	67 от 27.08.2024
						453	62,67	Автомобильная дорога от село Грахань до М-7 «Волга-Соколка» (с. Грахань-с. Соколка)	Щ	IV	77	открытый	Сокольское сельское поселение	40 от 06.06.2024
						460	73,29	Автомобильная дорога «М-7 «Волга» – Соколка» на 9 км + 650 м (г. Мамадыш - с. Соколка)	А	IV	90	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5480-исх от 19.09.2024
						525	49,1	Автомобильная дорога «М-7 «Волга» – Соколка – Верхний Секинь» на 1 км + 900 м ("п.Крещеный Пакшин - п.Пятилетка")	А	IV	86	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5480-исх от 19.09.2024
						580	14,23	Автомобильная дорога «М-7 «Волга» – Крещеный Пакшин» на 2 км + 830 м	А	IV	77	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5480-исх от 19.09.2024
						583	32,82	Автодорога посёлок Фермы № 2 с-за «Мамадышский» до автодороги М-7 «Волга»-Крещеный Пакшин	А	V	63	закрытый (ГШБ)	Исполнительный комитет Красногорского сельского поселения Мамадышского муниципального района Республики Татарстан	443/УЭТП от 06.05.2024
						605	82,47	Автомобильная дорога «М-7 «Волга» - Секинь» на 2 км + 350 м	Щ	IV		закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ "Безопасность дорожного движения"	5480-исх от 19.09.2024
						642	69,23	Автомобильная дорога М-7 «Волга» Москва - Владимир - Нижний	А	I	90	закрытый (ННБ)	ФКУ «Волго-Вятскуправтодор»	15-5233 от 24.07.2024

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

118

Лист

120

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	К.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых дорог	Тип покрытия	Категория дороги	Угол пересечения, градус	Способ пересечения дорог магистральным трубопроводом	Владелец / эксплуатирующая организация	№ ТУ на пересечение	
														ПК
							Новгород - Казань - Уфа Км 960+65,21							
						803	69,14	Автомобильная дорога «Мамадыш – Тюлячи» - Малые Кирмени» на 3 км + 900 м	А	IV	82	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5480-исх от 19.09.2024
						877	80,59	Дорога	П	V	63	открытый	Владелец не установлен	-
						892	36,01	Автомобильная дорога «Мамадыш - Тюлячи» - Верхняя Сунь	А	IV	90	закрытый (ГШБ)	Суньское сельское поселение	30 от 27.08.2024
						1006	73,73	Автомобильная дорога «Мамадыш - Тюлячи» - Пасека	А	V	68	открытый	Частная собственность. Для сельскохозяйственного пользования	1255 от 04.09.2024
						1012	17,53	Автомобильная дорога «Мамадыш – Тюлячи» на 39 км + 650 м	А	IV	90	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5480-исх от 19.09.2024
						1158	5,26	Автомобильная дорога «Кильдебяк – Старая Икшурма» на 14 км+365 м	А	IV	82	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5587-исх от 20.09.2024
						1315	44,78	Автомобильная дорога «Казань – Шемордан» на 89 км+510 м	А	IV	87	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5587-исх от 20.09.2024
						1347	59,68	Автомобильная дорога «Сатышево – Богатые Сабы» на 6 км+155 м	А	III	90	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	4431-исх от 08.08.2024
						1471	43,05	Автомобильная дорога «Арск – Тюлячи» на 30 км+950 м	А	IV	90	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	4431-исх от 08.08.2024
						1607	25,71	Автомобильная дорога «Казань – Шемордан» – Лесной» на 9 км+850 м	А	IV	87	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5587-исх от 20.09.2024
						1799	88,03	Автомобильная дорога «Куркачи – Верхняя Ия» на 14 км+725 м	А	IV	75	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5587-исх от 20.09.2024

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

119

Лист

121

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	К.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)		Наименование пересекаемых дорог	Тип покрытия	Категория дороги	Угол пересечения, градус	Способ пересечения дорог магистральным трубопроводом	Владелец / эксплуатирующая организация	№ ТУ на пересечение
						ПК	+							
						1917	59,4	Автодорога «с. Ямашурма-ур. Новоселок»	Щ	IV	87	открытый	Владелец не установлен	-
						1978	85,56	Автомобильная дорога «Казань – Малмыж» – Шапши» на 1 км+710 м	A	IV	87	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5587-исх от 20.09.2024
						1998	2,35	Автомобильная дорога М-7 «Волга» Москва - Владимир - Нижний Новгород - Казань - Уфа, подъезд к городу Киров Р-242	A	III	90	закрытый (ННБ)	ФКУ «Волго-Вятскуправтодор»	15-4972 от 12.07.2024
						2036	89,84	Автомобильная дорога «Ташлы-Ковали – Сосновка – пос.ж.-д.разъезда Бирюли» на 6 км+625 м	A	IV	78	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5587-исх от 20.09.2024
						2047	42,07	Автодорога к сад.уч. - д.Кирилловка	Щ	V	74	открытый	Владелец не установлен	-
						2113	62,12	Автомобильная дорога «Усады – Хохлово» на 2 км+940 м	A	IV	73	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5587-исх от 20.09.2024
						2141	15,33	Автомобильная дорога «Каменка – Дубьязы – Большая Атя» на 9 км+565 м	A	V		закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5587-исх от 20.09.2024
						2215	51,23	Автомобильная дорога М-7 «Волга» – Альдермыш» на 10 км+920 м	A	IV	88	закрытый (ГШБ)	ГКУ «Главтатдортранс» / ГБУ «Безопасность дорожного движения»	5587-исх от 20.09.2024
						2498	82,26	Автомобильная дорога М-7 «Волга» Москва - Владимир - Нижний Новгород - Казань - Уфа км 799+398	A	I	90	закрытый (ННБ)	ФКУ «Волго-Вятскуправтодор»	15-4973 от 12.07.2024
						2535	82,21	Цементная дорога	Ц	-	90	открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «УЭТП НКНХ»	565/УЭТП от 09.07.2024
						2536	11,13	Асфальтная дорога	A	IV	90	открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «УЭТП НКНХ»	727/УЭТП от 27.08.2024

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

120

Лист

122

Настоящим проектом принято решение о пересечении сторонних автодорог с капитальным покрытием закрытым способом – методом наклонно-направленного бурения (ННБ) либо методом горизонтально-шнекового бурения (ГШБ). Автодороги компрессорных станций пресекаются открытым способом.

Подробное описание решений, принятых в настоящем проекте по закрытым переходам, выполняемым методом наклонно-направленного бурения приведены в томе НКНХ.5273-ПД-ТКР2 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 2. Переходы через естественные и искусственные препятствия методом ННБ, том 3.2 инв. № 00051356.

Дороги с щебеночным покрытием или без покрытия предусматривается переходить открытым способом.

Участки этиленопровода, прокладываемые на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны предусматриваться в защитном футляре (кожухе) из стальных труб 530×10 мм по ГОСТ 31447-2012, класс прочности К56.

Концы футляра должны выводиться на расстояние: от бровки земляного полотна – 25 м, но не менее 2 м – от подошвы насыпи.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа. Заглубление также должно быть не менее 6 диаметров бурового канала при переходах методом ННБ (п. 7.3.3.2 СП 341.1325800.2017).

На одном из концов футляра следует предусматривать вытяжную свечу на расстоянии по горизонтали, м, не менее:

- от оси крайнего пути железных дорог общего пользования – 40 м;
- от подошвы земляного полотна автомобильных дорог – 25 м;
- от ВЛ – не менее полуторакратной высоты опоры.

При наличии на переходе уклона свечу располагают на более высокой стороне футляра, если нет других препятствий.

Высота вытяжной свечи от уровня земли должна быть не менее 9 м, но не менее 3 м относительно отметки уровня полотна дороги (п. 10.3.3 СП 36.13330.2012, п. 27.9.14 Задания № 2 на разработку проектной документации).

Номинальный диаметр вытяжной свечи – DN 100.

Для обеспечения безопасности технологического процесса транспортирования газообразных или сжиженных углеводородов на участках подземных переходов трубопроводов через железные и автомобильные дороги общего пользования проектной документацией (документацией) должны быть предусмотрены технические решения по контролю утечек. По всей трассе магистрального этиленопровода, включая переходы через автомобильные дороги, применяется система обнаружения утечек (СОУ), а также дополнительная (дублирующая) СОУ.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								121
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата			

Система контроля загазованности должна быть предусмотрена в футлярах на переходах через автодороги общего пользования I...III категорий и железнодорожные дороги общего пользования (п. 9.1 Задания № 2 на разработку проектной документации). К данным дорогам относятся:

- автодорога кат. IB на ПК172+68,96;
- автодорога кат. III на ПК252+11,99;
- автодорога кат. I на ПК642+69,23
- автодорога кат. III на ПК1347+59,68;
- автодорога кат. III на ПК1998+2,35 и Горьковская железная дорога на ПК2000+37,94 (единый футляр);
- автодорога кат. I на ПК2498+82,26.

Мониторинг состояния воздушной среды на вытяжных свечах межтрубного пространства защитных футляров вышеуказанных дорог описан в подразделе 29.7 настоящего тома.

Для митигации риска обнаружения дефектов металла труб, после постройки трубопровода и начале эксплуатации, предусматривается проведение ВТД на участках пересечений с федеральными а/д в период СМР, перед монтажом захлестов (сваркой с остальной плетью трубопровода) (п. 27.9.21 Задания № 2 на разработку проектной документации).

### 38.3 Пересечение железных дорог

Проектирование переходов через железные дороги выполняется с учетом подраздела 10.3 СП 36.13330.2012, раздела 9 СП 119.13330.2017, раздела 7 СП 227.1326000.2014, НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1 и в соответствии с техническими условиями, предоставляемыми организациями-владельцами дорог. Строительные работы выполняются с учетом раздела 17 СП 86.13330.2022.

Перечень пересекаемых этиленопроводом железных дорог представлен в таблице 38.4. Резервные нитки этиленопровода железные дороги не пересекают.

Таблица 38.4 – Перечень пересекаемых этиленопроводом железных дорог

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)		Наименование пересекаемых дорог	Угол пересечения	Способ пересечения дорог магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
2000	37,94	Горьковская железная дорога	87	закрытый (ННБ)	ОАО «РЖД»	ИСХ-2062/24 НГ от 23.08.2024

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

Настоящим проектом принято решение о пересечении железной дороги (Горьковская ж/д) совместно с автомобильной дорогой на ПК1998+2,35 закрытым способом – методом наклонно-направленного бурения (ННБ).

Подробное описание решений, принятых в настоящем проекте по закрытым переходам, выполняемым методом наклонно-направленного бурения приведены в томе НКНХ.5273-ПД-ТКР2 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 2. Переходы через естественные и искусственные препятствия методом ННБ, том 3.2 инв. № 00051356

Участок этиленопровода, прокладываемый на переходе через железную дорогу должен предусматриваться в защитном футляре (кожухе) из стальных труб 530×10 мм по ГОСТ 31447-2012, класс прочности К56.

Концы футляра должны выводиться на расстояние: от подошвы откоса насыпи, от бровки откоса выемки или от крайнего водоотводного сооружения земляного полотна – не менее 50 м.

Заглубление участка трубопровода, прокладываемого под железной дороги общей сети, должно быть не менее 3 м (уточнится теплотехническим расчетом) от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 1,5 м от дна кювета, лотка или дренажа (п. 10.3.4 СП 36.13330.2012, п. 7.1.9 СП 227.1326000.2014). Заглубление также должно быть не менее 6 диаметров бурового канала при переходе методом ННБ (п. 7.3.3.2 СП 341.1325800.2017).

Требования к вытяжной свече, контролю утечек и загазованности перехода аналогичны требованиям к автомобильным дорогам.

Для митигации риска обнаружения дефектов металла труб, после постройки трубопровода и начале эксплуатации, предусматривается проведение ВТД на участках пересечений с ж/д в период СМР, перед монтажом захлестов (сваркой с остальной плетью трубопровода) (п. 27.9.21 Задания № 2 на разработку проектной документации).

**38.4 Пересечение инженерных коммуникаций**

Переходы через существующие трубопроводы необходимо выполнять с учетом СП 36.13330.2012, СП 284.1325800.2016, ГОСТ Р 55990-2014, СП 62.13330.2011, СП 31.13330.2021, СП 32.13330.2018 в зависимости от типа пересекаемого трубопровода, НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1. Дополнительные требования устанавливаются в ТУ на пересечение.

Перечень пересекаемых этиленопроводом подземных коммуникаций представлен в таблице 38.5. Резервные нитки этиленопровода подземные коммуникации не пересекают.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

						<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
							123
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Таблица 38.5 – Перечень пересекаемых этиленопроводом подземных коммуникаций

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
0+09,32	Канализация ливневая, жб 400	90	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	
0+12,70	Канализация бытовая, чугун 330	90	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	
0+22,23	Водопровод пожарный, ст. 219	89	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	
0+24,23	КЛ 0,4 кВ этиленопровода	88	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	
0+28,54	Кабель связи	90	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	
0+29,06	КЛ 0,4 кВ	78	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	
0+52,73	КЛ 0,4 кВ этиленопровода	69	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	
0+54,28	Кабель связи этиленопровода	68	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	
0+63,89	Этиленопровод Нижнекамск-Казань, ст. 219	69	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	
0+74,96	Этиленопровод Нижнекамск-Уфа-Стерлитамак-Салават, ст. 219	62	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	
2+12,16	Кабель связи водовода	74	Открытый	АО «Нижнекамсктехуглерод»	
2+13,86	Водовод, пнд 180	74	Открытый	АО «Нижнекамсктехуглерод»	977/28-ИсхОрг-НКТУ от 31.07.2024
2+18,12	Водовод, пнд 180	74	Открытый	АО «Нижнекамсктехуглерод»	977/28-ИсхОрг-НКТУ от 31.07.2024
8+26,23	Газопровод высокого давления, ст. 1220	119	Открытый	ООО «Газотранспортная компания»	001-45/0261 от 28.06.2024 ТУ 08/24
8+39,98	Газопровод высокого давления, ст. 720	117	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань», ЭПУ	18144 от 08.08.2024

Изм.							
К.уч.							
Лист							
№док.							
Подп.							
Дата							
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>							
Лист	124						

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1\_0\_Р.доо

Формат А4

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

**НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1**

Лист	125
------	-----

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
				«Нижнекамскгаз»	
8+44,63	Газопровод высокого давления, ст. 720	117	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань», ЭПУ «Нижнекамскгаз»	18144 от 08.08.2024
8+53,58	Газопровод высокого давления, ст. 720	117	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань», ЭПУ «Нижнекамскгаз»	18144 от 08.08.2024
8+57,13	Газопровод высокого давления, ст. 720	117	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань», ЭПУ «Нижнекамскгаз»	18144 от 08.08.2024
10+09,30	Водопровод питьевой и противопожарной воды проектируемый	90	Открытый	Владелец устанавливается	
12+56,28	Нефтепродуктопровод Калейкино-Нижнекамский НПЗ, ст. 720	90	Открытый	АО «Транснефть-Прикамье», Альметьевское РНУ	09-01/834 от 22.08.2024
12+63,54	Кабель связи нефтепродуктопровода	90	Открытый	АО «Транснефть-Прикамье», Альметьевское РНУ	ТПК-01-08-01-7/24866 от 09.07.2024
14+70,04	Этиленопровод Нижнекамск-Уфа-Стерлитамак-Салават, ст. 219	95	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	568/УЭТП от 10.07.2024
14+86,10	Кабель связи этиленопровода	92	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	568/УЭТП от 10.07.2024
15+17,99	Кабель связи нефтепродуктопровода	78	Открытый	АО «ТАИФ-НК»	ТУ без номера от 22.08.2024
15+27,83	Нефтепродуктопровод НПЗ АО ТАИФ-НК - ГПС Нижнекамск-2, ст. 530	80	Открытый	АО «ТАИФ-НК»	ТУ без номера от 22.08.2024
17+48,20	Водовод технической воды,	77	Открытый	АО «Танеко»	6279-ИсхП от



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	
126	Лист

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
	ст.1020				10.07.2024
17+50,98	Водовод технической воды, ст.1020	77	Открытый	АО «Танеко»	6279-ИсхП от 10.07.2024
17+56,10	Кабель ВОЛС водопровода (АСУТП)	77	Открытый	АО «Танеко»	6102-ИсхП от 04.07.2024
17+80,93	2 Кабеля 10 кВ	82	Открытый	АО «Сетевая компания», Нижнекамские электрические сети (НкЭС)	102-48/1716 от 22.07.2024
17+89,06	Кабель 110 кВ ГПП КГПО-ПС "Бегицево"	82	Закрытый (ГШБ)	АО «ТАИФ-НК»	384-25 от 28.06.24
18+00,05	Водовод, ст.219	90	Открытый	АО «Сетевая компания», Нижнекамские электрические сети (НкЭС)	102-48/1716 от 22.07.2024
18+02,27	Водовод, ст.219	90	Открытый	АО «Сетевая компания», Нижнекамские электрические сети (НкЭС)	102-48/1716 от 22.07.2024
18+05,13	Кабель 220 В (ЭХЗ нефтепровода)	90	Открытый	АО «Транснефть-Прикамье», Альметьевское РНУ	09-01/834 от 22.08.2024
35+32,66	Коммуникация устанавливается	84	Открытый	Владелец устанавливается	
40+69,01	Кабель ЭХЗ нефтепродуктопровода	79	Открытый	АО «Транснефть-Прикамье», Альметьевское РНУ, ГПС «Нижнекамск-2»	09-01/834 от 22.08.2024
40+74,10	Нефтепродуктопровод Нижнекамск-2 - Набережные Челны, ст. 377	79	Открытый	АО «Транснефть-Прикамье», Альметьевское РНУ, ГПС «Нижнекамск-2»	09-01/834 от 22.08.2024
43+51,69	Кабель ВОЛС АСУТП	77	Закрытый (ННБ)	АО «Танеко»	6102-ИсхП от 04.07.2024
43+58,05	Газопровод, ст. 530	76	Закрытый (ННБ)	АО «Танеко»	ТУ без номера от 05.08.2024
52+65,86	Водовод технической воды,	89	Открытый	Владелец устанавливается	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

**НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1**

Лист	127
------	-----

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
	ст. 1200				
52+70,73	Водовод технической воды, пэ 300	89	Открытый	Владелец устанавливается	
56+11	Проектируемый трубопровод из стеклопластика DN 300	73	Открытый	ПАО «Татнефть»	
129+51,75	Кабель связи	73	Открытый	ПАО «Таттелеком» Нижнекамский МРУЭС	6171-12 от 08.08.2024
138+02,79	Кабель связи	90	Открытый	Владелец устанавливается	
138+10,64	Газопровод, ст. 219	74	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань», ЭПУ «Нижнекамскгаз»	18143 от 26.08.2024
138+39,47	Кабель связи	73	Открытый	Владелец устанавливается	
240+42,13	Нефтепродуктопровод строящийся, ст.219	65	Открытый	ООО «Татнефть-Добыча»	ТУ без номера от 02.08.24
242+42,20	Кабель связи	85	Открытый	ПАО «Таттелеком» Нижнекамский МРУЭС	
248+07,60	Этиленопровод Нижнекамск-Казань, ст. 219	61	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	564/УЭТП от 09.07.2024
248+17,63	Кабель связи этиленопровода	61	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	564/УЭТП от 09.07.2024
248+90,17	Кабель связи	70	Открытый	ПАО «Мегафон»	5_7-08INDP-Исх-00839_24 от 24.07.2024
249+58,04	Кабель связи	69	Открытый	ПАО «МТС»	91 от 06.08.2024
250+22,05	Кабель связи	70	Открытый	ПАО «Таттелеком» Нижнекамский МРУЭС	6225-12 от 09.08.2024
250+46,48	Кабель связи	69	Открытый	ООО «ТатаИСнефть»	ТУ от 31.07.2024_2007_01-01АИС
251+14,07	Кабель связи	72	Открытый	ПАО «Мегафон»	19 от 09.10.2024

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	К.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Изм	К.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
												Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
												251+25,46	Кабель связи	73	Открытый	Владелец устанавливается	
												251+68,94	Кабель связи ОУП «Тонгузино-Кутлу-Букаш»	78	Закрытый (ГШБ)	АО «Сетевая компания», Нижнекамские электрические сети (НкЭС)	102-48/1716 от 22.07.2024
												251+74,40	Кабель связи ОУП «Тонгузино-Кутлу-Букаш»	76	Закрытый (ГШБ)	АО «Сетевая компания», Нижнекамские электрические сети (НкЭС)	102-48/1716 от 22.07.2024
												252+25,49	Кабель связи	75	Закрытый (ГШБ)	Владелец устанавливается	
												252+49,36	Газопровод высокого давления, ст. 325	76	Закрытый (ГШБ)	ООО «Газпром трансгаз Казань», ЭПУ «Нижнекамскгаз»	18143 от 26.08.2024
												252+68,66	Кабель связи	77	Открытый	ПАО «Таттелеком» Нижнекамский МРУЭС	ТУ 6167-12
												393+46,65	Нефтепродуктопровод, ст. 159	53	Закрытый (ННБ)	ОАО «Нократойл»	189-НО от 22.07.2024
												402+25,29	Нефтепродуктопровод, ст. 159	134	Закрытый (ННБ)	ОАО «Нократойл»	189-НО от 22.07.2024
												402+26,49	Водопровод, ст. 89	134	Закрытый (ННБ)	ОАО «Нократойл»	189-НО от 22.07.2024
												427+66,86	Кабель связи	28	Закрытый (ННБ)	Владелец устанавливается	
												458+64,01	Газопровод, пэ 110	63	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань», ЭПУ «Елабугагаз» Мамадышский РЭГС	ТУ 29_2 от 21.08.2024
												459+29,88	Кабель связи	80	Открытый	Владелец устанавливается	
												460+42,87	Газопровод высокого давления, пэ 160	89	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань», ЭПУ «Елабугагаз» Мамадышский РЭГС	ТУ 29_2 от 21.08.2024
												508+35,14	Водопровод орошения, пэ 225	92	Открытый	ООО АПК «Продовольственная программа»	ТУ ООО АПК 07.08.24
												518+16,02	Газопровод высокого	101	Закрытый (ННБ)	ООО «Газпром трансгаз	ТУ 29_2 от

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

128

Лист

130

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм.	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
	давления, пэ 160			Казань», ЭПУ «Елабугагаз» Мамадышский РЭГС	21.08.2024
642+31,33	Кабель связи недейств.	88°58'17"	Закрытый (ННБ)	АО «Сетевая компания», Елабужские электрические сети (ЕЭС)	Исх. 102-27/1342 от 03.07.2024
642+34,79	Кабель связи недейств.	89°10'31"	Закрытый (ННБ)	АО «Сетевая компания», Елабужские электрические сети (ЕЭС)	Исх. 102-27/1342 от 03.07.2024
645+88,61	Газопровод отвод к АГРС Камскому ЛПХ, ст. 219	95°47'32"	Открытый	ООО «Газпромтрансгаз Казань» Константиновское ЛПУМГ	Исх. 063-9250 от 14.08.2024
773+98,24	Кабель ВОЛС	66°59'0"	Открытый	ПАО «Таттелеком» НЧЗУЭС Мамадышский РУЭС	6224-12 от 09.08.2024
803+95,33	Газопровод, пэ 110	96°32'10"	Закрытый (ГШБ)	ООО «Газпромтрансгаз Казань» ЭПУ Елабугагаз Мамадышская РЭГС	ТУ 29_2 от 21.08.2024
804+32,02	Кабель ВОЛС	97°3'26"	Открытый	ПАО «Таттелеком» НЧЗУЭС Мамадышский РУЭС	6220-12 от 09.08.2024
891+58,64	Кабель ВОЛС	89°44'14"	Открытый	ПАО «Таттелеком» НЧЗУЭС Мамадышский РУЭС	6223-12 от 09.08.2024
891+89,75	Газопровод, ст. 159	90°19'33"	Открытый	ООО «Газпромтрансгаз Казань» ЭПУ Елабугагаз Мамадышская РЭГС	ТУ 29_2 от 21.08.2024
993+36,66	Газопровод, пэ 63	64°50'37"	Открытый	ООО «Газпромтрансгаз Казань» ЭПУ Елабугагаз Мамадышская РЭГС	ТУ 29_2 от 21.08.2024
993+74,09	Кабель 10 кВ	64°32'31"	Открытый	АО «Аэросервис» г. Казань	ТУ без номера
1012+03,72	Кабель ВОЛС	88°54'50"	Закрытый (ГШБ)	ПАО «МТС» ООО «РААЛ»	91 от 06.08.2024
1012+05,3	Кабель ВОЛС	88°45'10"	Закрытый (ГШБ)	ПАО «Ростелеком»	01/17/17002/24
1012+28,35	Кабель связи недейств.	89°26'14"	Закрытый (ГШБ)	ПАО «Таттелеком» НЧЗУЭС Мамадышский РУЭС	-
1158+56,77	кабель связи	88	Открытый	ПАО «Таттелеком» Сабинский МРУЭС	6292-12

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

129

Лист

131

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
1314+58,78	Газопровод, ст. 219	87	Открытый	ООО «Газпромтрансгаз» ЭПУ «Сабыгаз»	116-364 от 01.07.2024
1314+93,39	кабель	85	Открытый	ПАО «Таттелеком» Сабинский МРУЭС	6218-12 от 09.08.2024
1323+09,66	кабель медный	84	Открытый	ПАО «Таттелеком» Сабинский МРУЭС	6217-12 от 09.08.2024
1347+95,58	кабель ВОЛС	74	Открытый	ПАО «Таттелеком» Сабинский МРУЭС	6418-12
1353+13,14	кабель связи	87	Открытый	ООО «Газпромтрансгаз» «Константиновское ЛПУМГ»	Исх-063-9250 от 14.08.2024
1353+22,65	Газопровод, ст. 325	86	Открытый	ООО «Газпромтрансгаз» «Константиновское ЛПУМГ»	Исх-063-9250 от 14.08.2024
1360+12,90	кабель	80	Открытый	филиал ПАО «МТС» в РТ г. Казань	91 от 06.08.2024
1469+93,67	Газопровод, ст. 159	63	Открытый	ООО «Газпромтрансгаз» ЭПУ «Сабыгаз»	116-364 от 01.07.2024
1470+71,33	ВОЛС	89	Открытый	ПАО «Таттелеком» Сабинский МРУЭС	6420-12
1535+02,49	кабель медный	82	Закрытый (ННБ)	ПАО «Таттелеком» Сабинский МРУЭС	6789-12 от 28.08.2024
1587+25,31	ВОЛС	60	Открытый	ПАО «Таттелеком» Сабинский МРУЭС	6419-12
1603+73,60	Газопровод, пэ 63	63	Открытый	ООО «Газпромтрансгаз» ЭПУ «Сабыгаз»	116-364 от 01.07.2024
1675+38,96	ВОЛС Лазарево Ковали	76	Открытый	Казанское районное нефтепроводное управление (КРНУ)	03-29/522-П от 09.09.2024
1675+65,34	КЛС Лазарево - Клин	77	Открытый	Казанское районное нефтепроводное управление	03-29/522-П от 09.09.2024

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

130

Лист

132

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
				(КРНУ)	
1675+76,80	Нефтепровод Холмогоры-Клин, ст. 1220	77	Открытый	Казанское районное нефтепроводное управление (КРНУ)	09-01/833 от 20.08.2024
1978+19,09	Распределительный газопровод, ст. 219	89	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань», Зеленодольский ЭПУ Высокогорская	410-06-1684 от 18.06.2024
1978+66,41	Кабельная линия связи МСС М5 ОК717 В.Гора-М9-Шапши	92	Закрытый (ГШБ)	ПАО «Таттелеком» Казань	6216-12 от 09.08.2024
1985+83,22	ЗКП-1х4	74	Закрытый (ННБ)	ООО «Газпром трансгаз Казань» Константиновское ЛПУМГ	
1985+88,49	КЛС МГ Миннибаево-Казань	73	Закрытый (ННБ)	ООО «Газпром трансгаз Казань», Константиновское ЛПУМГ	06/3-9037 от 09.08.2024
1985+99,51	КЛС МГ «Пермь-Горкий-1»	74	Закрытый (ННБ)	ООО «Газпром трансгаз Казань», Константиновское ЛПУМГ	06/3-9037 от 09.08.2024
1986+09,04	Подводящий газопровод-отвод к г. Казани, 16 км, ст. 700	75	Закрытый (ННБ)	ООО «Газпром трансгаз Казань», Константиновское ЛПУМГ	06/3-9037 от 09.08.2024
1986+18,37	ВОК-24-ВОЛС	74	Закрытый (ННБ)	ООО «Газпром трансгаз Казань», Константиновское ЛПУМГ	06/3-9037 от 09.08.2024
1986+27,70	ЗКП-1х4х1.2-2 нитки	74	Закрытый (ННБ)	ООО «Газпром трансгаз Казань», Константиновское ЛПУМГ	06/3-9037 от 09.08.2024
1988+74,74	Кабельная линия связи	92	Открытый	ПАО «Таттелеком»	6216-12 от 09.08.2024
1992+90,78	Распределительный газопровод, ст. 325	98	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань», Зеленодольский ЭПУ Высокогорская	410-06-1684 от 18.06.2024

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

131

Лист

133

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
				Высокогорская РЭГС	
1997+70,57	Медный кабель связи	103	Закрытый (ННБ)	ПАО «Таттелеком» Высокогорский РУЭС	6216-12 от 09.08.2024
1998+45,66	Медный кабель связи	103	Закрытый (ННБ)	ПАО «Таттелеком» Высокогорский РУЭС	6216-12 от 09.08.2024
2000+21,34	кабель РЦС-4	93	Закрытый (ННБ)	РЦС-4 Казань	1648/ГОР РЦС-4 от 08.07.24 2062/24 НГ от 23.08.24
2000+50,33	Кабель СЦБ		Закрытый (ННБ)	ШЧ-10	2062/24 НГ от 23.08.24
2001+22,38	Зоновая ЛКСС ВОЛС Казань- Высокая Гора - Арск	89	Закрытый (ННБ)	ПАО «Мегафон»	01/17/20144/24 от 20.08.2024
2007+30,71	Распределительный газопровод, пэ 63	84	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань», Зеленодольский ЭПУ Высокогорская Высокогорская РЭГС	410-06-1684 от 18.06.2024
2037+33,99	Распределительный газопровод, пэ 63	92	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань», Зеленодольский ЭПУ Высокогорская Высокогорская РЭГС	410-06-1684 от 18.06.2024
2113+90,01	Кабель связи на Садилово	109	Закрытый (ГШБ)	ПАО «Таттелеком»	6216-12 от 09.08.2024
2140+58,59	Кабельная линия связи ОК- 737 Высокая Гора- Зеленодольск	72	Открытый	ПАО «Таттелеком»	6216-12 от 09.08.2024
2498+67,42	Дорожное освещение	89	Закрытый (ННБ)	ФКУ «Волго- Вяткуправтодор»	15-4973 от 12.07.2024
2498+97,26	Дорожное освещение	89	Закрытый (ННБ)	ФКУ «Волго- Вяткуправтодор»	15-4973 от 12.07.2024
2499+11,37	ВОЛС K746 KZN007R- KZN085M	89	Закрытый (ННБ)	ПАО «Ростелеком» Казань	01/17/17320/24

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

132

Лист

134

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

**НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1**

133	Лист
-----	------

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
2499+54,52	ВОЛС Залесный- Сорочьи Горы	101	Закрытый (ННБ)	ПАО «Вымпелком»	01/17/17320/24
2499+85,78	газопровод ГРС-5 пос. Новониколаевка до АО «КМПО», ст. 500	68	Закрытый (ННБ)	АО «КМПО»	35-0/1399 от 18.07.2024
2499+93,60	КЛС ГРС-5 пос. Новониколаевка до АО «КМПО»	64	Закрытый (ННБ)	АО «КМПО»	Исх-06/3-10051 от 03.09.2924
2499+98,54	газопровод распределительный ГРС-5 Казань на ГРП Озерный, ст. 300	63	Закрытый (ННБ)	ЭПУ Казаньгоргаз КЭГС Авиастроительного района	0800-021333-П от 01.08.2024
2500+31,61	Магистральный газопровод Казань - Йошкар-Ола, ст. 300	66	Закрытый (ННБ)	ООО «Газпром трансгаз Казань» Константиновское ЛПУМГ	Исх.-06/3-9685 от.25.08.2024
2502+40,45	кабель связи	125	Закрытый (ННБ)	ООО «Газпром трансгаз Казань» Константиновское ЛПУМГ	06/3-9037 от 09.08.2024
2502+99,59	Технологическая перемычка Газопровод-отвод к ГРС-2 - Газопровод-отвод к ГРС-5, ст. 500	85	Закрытый (ННБ)	ООО «Газпром трансгаз Казань» Константиновское ЛПУМГ	06/3-9037 от 09.08.2024
2503+40,08	ВОЛС ГРП-2 газопровода распределительного ГРС-5	93	Закрытый (ННБ)	ЭПУ Казаньгоргаз Московская КЭГС	0800-021333-П от 01.08.2024
2503+49,63	Газопровод распределительный ГРС-5 на ГРП-2, ст. 720	93	Закрытый (ННБ)	ЭПУ Казаньгоргаз Московская КЭГС	0800-021333-П от 01.08.2024
2513+99,52	Кабель связи КЛПУМГ	60	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань» Константиновское ЛПУМГ	
2514+77,40	Кабель связи КЛПУМГ	82	Открытый	ООО «Газпром трансгаз	



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм.	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
2515+53,60	Кабель связи КЛПУМГ	37	Открытый	Казань» Константиновское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Казань»	
2515+55,90	Кабель связи КЛПУМГ	37	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань» Константиновское ЛПУМГ	
2526+12,63	Кабель катодной защиты	62	Открытый	ООО «Газпром трансгаз Казань» Константиновское ЛПУМГ	0800-021333-П от 01.08.2024
2534+65,30	Кабель связи	45	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «УЭТП НКНХ», г.Нижнекамск	565/УЭТП от 09.07.2024
2534+75,38	Кабель 0,4 кВ	45	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «УЭТП НКНХ», г.Нижнекамск	565/УЭТП от 09.07.2024
2534+85,06	Кабель связи	48	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «УЭТП НКНХ», г.Нижнекамск	565/УЭТП от 09.07.2024
2535+38,28	Кабель 0,4 кВ	1	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «УЭТП НКНХ», г.Нижнекамск	565/УЭТП от 09.07.2024
2535+57,36	Канализация, пэ 159	91	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «УЭТП НКНХ», г.Нижнекамск	565/УЭТП от 09.07.2024
2535+70,46	Кабель 0,4 кВ	4	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «УЭТП НКНХ», г.Нижнекамск	565/УЭТП от 09.07.2024

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Лист  
134

136

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения коммуникаций магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
2535+89,03	Кабель связи	89	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «УЭТП НКНХ», г.Нижнекамск	565/УЭТП от 09.07.2024
2536+01,92	Кабель освещения	91	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «УЭТП НКНХ», г.Нижнекамск	565/УЭТП от 09.07.2024
2536+18,82	Водопровод, ст. 219	91	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «УЭТП НКНХ», г.Нижнекамск	565/УЭТП от 09.07.2024

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Лист  
135

137

При взаимном пересечении с подземными трубопроводами расстояние между ними в свету принимается не менее 350 мм, а пересечение выполняется под углом не менее 60° в соответствии с требованием п. 9.1.4 СП 36.13330.2012 и техническими условиями, представленными организациями-владельцами коммуникаций.

При пересечении траншейным методом действующего трубопровода разработка грунта землеройными машинами разрешается на расстоянии не менее 2 м от боковой поверхности и 1 м над верхом коммуникации с ее предварительным обнаружением с точностью не более 0,5 м. Оставшийся грунт следует разрабатывать с применением ручных безударных инструментов или специальных средств механизации (п. 6.1.21 СП 45.13330.2017).

Переходы через силовые кабели необходимо выполнять с учетом СП 36.13330.2012, СП 18.13330.2019, ПУЭ, Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон. Дополнительные требования устанавливаются в ТУ на пересечение.

При пересечении траншейным методом действующего кабеля разработка грунта землеройными машинами разрешается на расстоянии не менее 2 м от боковой поверхности и 1 м над верхом коммуникации с ее предварительным обнаружением с точностью не более 0,5 м. Оставшийся грунт следует разрабатывать с применением ручных безударных инструментов или специальных средств механизации (п. 6.1.21 СП 45.13330.2017).

Переходы через кабели связи необходимо выполнять с учетом СП 36.13330.2012, СП 18.13330.2019, Правил охраны линий и сооружений связи Российской Федерации, ТУ на пересечение.

Раскопка грунта в пределах охранный зоны подземной кабельной линии связи или линии радиотелефонии допускается только с помощью лопат, без резких ударов. Пользоваться ударными инструментами (ломами, кирками, клиньями и пневматическими инструментами) запрещается (п. 30 Правил охраны линий и сооружений связи РФ).

### 38.5 Пересечение ВЛ

Переходы через ВЛ необходимо выполнять с учетом СП 36.13330.2012, ПУЭ, «Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1. Дополнительные требования устанавливаются в ТУ на пересечение.

Перечень пересекаемых основной и резервными нитками этиленопровода ВЛ, представлен в таблицах 38.6 и 38.7.

Угол пересечения ВЛ 35 кВ и ниже с проектируемым подземным этиленопроводом не нормируется (п. 2.5.287 ПУЭ). Угол пересечения ВЛ 110 кВ и выше с проектируемым подземным этиленопроводом должен быть не менее 60° (п. 2.5.287 ПУЭ).

Для возможности проезда обслуживающего персонала, в местах пересечений над трубопроводами оборудуются переезды.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

						<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
							136
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Таблица 38.6 – Перечень пересекаемых ВЛ основной ниткой этиленопровода

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения с магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
0+30,87	0,4 кВ	90	Открытый	ООО «УЭТП НКНХ»	565/УЭТП от 09.07.2024
9+34,03	ВЛ 110 кВ Жарков -ГПП 10	90	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	6099/НКНХ
9+48,62	ВЛ 10 кВ РП Жарков -РП 01	90	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	6099/НКНХ
9+64,12	ВЛ 110 кВ Жарков-ГПП 3,4,5, Жарков – ГПП 6,7	90	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	6099/НКНХ
9+94,08	ВЛ 110 кВ Нижнекамская -Жарков I цепь, II цепь	90	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	6099/НКНХ
10+24,53	ВЛ 110 кВ Жарков – ГПП 1,2,9,	90	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	6099/НКНХ
12+73,49	ВЛ 6(10) кВ	91	Открытый	АО «ТАИФ-НК»	237-63 от 02.05.2024
12+81,57	ВЛ 6(10) кВ	91	Открытый	АО «ТАИФ-НК»	237-63 от 02.05.2024
13+20,40	ВЛ 110 кВ ПС Нижнекамская – ГПП 1, цепь 1, ПС Нижнекамская - ЗТУ, цепь 1	70	Открытый	ООО «Татнефть-энергосбыт»	482/ТУ от 21.05.2024 921/28-ИсхОрг-НКТУ от 17.07.2024
13+47,51	ВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков, III цепь, IV цепь	71	Открытый	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	6099/НКНХ
13+81,77	ВЛ 110 кВ, ОАО «НКШ» - ОАО «НКТУ» 1 цепь	71	Открытый	АО «Нижнекамсктехуглерод»	482/ТУ от 21.05.2024 921/28-ИсхОрг-НКТУ от 17.07.2024
14+36,63	ВЛ 220 кВ Нижнекамская – Заводская	66	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
15+98,52	ВЛ 220 кВ ЗГРЭС – Нижнекамская 2ц, ЗГРЭС-Нижнекамская 1ц	66	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
17+51,35	ВЛ 220 кВ Нижнекамская – Бегишево 2, Нижнекамская - Букаш	115	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
18+18,68	ВЛ 220 кВ Нижнекамская –	92	Открытый	НКЭС (Нижнекамские	102-48/1716 от

Изм					
К.уч					
Лист					
№док					
Подп.					
Дата					
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>					
Лист	137				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения с магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
	Бегишево 1			электросети)	22.07.2024
18+42,61	ВЛ 220 кВ Щелоков - Танеко	93	Открытый	ООО «Татнефть-энергосбыт» Елховский цех	428 от 02.05.2024 ПАО ТАТНЕФТЬ
18+77,29	ВЛ 220 кВ Заводская - Танеко	93	Открытый	ООО «Татнефть-энергосбыт» Елховский цех	428 от 02.05.2024 ПАО ТАТНЕФТЬ
19+69,57	ВЛ 6 кВ Фидер «Калейкино НПЗ»	84	Открытый	Транснефть-Прикамье, Альметьевское РНУ	09-01/834 от 22.08.2024
34+71,90	ВЛ 10 кВ ф.1. ПС «Нижнекамская»	93	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
34+84,69	ВЛ 10 кВ ф.18 ПС «Нижнекамская»	93	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
35+10,99	ВЛ 110 кВ Заинская ГРЭС - Танеко	93	Открытый	ООО «Татнефть-энергосбыт» Елховский цех	428/ТУ от 02.05.2024
40+82,87	ВЛ 6 кВ Нижнекамск-2 - Набережные челны	79	Открытый	АО «Транснефть-Прикамье», Альметьевское РНУ, ГПС «Нижнекамск-2»	09-01/834 от 22.08.2024
52+75,19	ВЛ 10 кВ ф.11 ПС «Нижнекамская»	89	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
54+63,02	ВЛ 220 кВ Узловая - Танеко	62	Открытый	ООО «Татнефть-энергосбыт» Елховский цех	428/ТУ от 02.05.2024
55+11,96	ВЛ 220 кВ Бегишево - Танеко	63	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
116+72,26	ВЛ 10 кВ Ф.5 ПС Бройлерная отп. На КТП 1158	92	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
138+20,99	ВЛ 10 кВ ф.5 ПС Бройлерная	108	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
141+45,46	ВЛ 220 кВ Нижнекамск -Чистополь	60	Открытый	Чистопольские электрические сети	42 от 07.08.24
150+04,57	ВЛ 10 кВ ф.6. ПС Бройлерная	27	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
222+41,86	ВЛ 220 кВ Нижнекамск -Чистополь	63	Открытый	Чистопольские электрические сети	42 от 07.08.24

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

138

Лист

140

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм.	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения с магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
232+72,09	ВЛ 10 кВ ф.5 ПС Красная Кадка	83	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
252+75,08	ВЛ 220 кВ Нижнекамск -Чистополь 220	76	Открытый	Чистопольские электрические сети	42 от 07.08.24
255+07,84	ВЛ 500 кВ ЗайГРЭС -Киндери	96	Открытый	АО «Сетевая компания» Казанский РЭС	102-07/2491 от 05.07.24
255+45,58	ВЛ 10 кВ ф.2 ПС Смыловка - отп.на КТП 365	84	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
256+88,01	ВЛ 110 кВ Нижнекамская - Атомстрой 1,2 цепь	64	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
257+09,35	ВЛ 10 кВ ф.8 ПС Смыловка	63	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
261+88,35	ВЛ 220 кВ Нижнекамская -К.Букаш	73	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
265+11,93	ВЛ 10 кВ ф.8 ПС Смыловка	58	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
288+54,06	ВЛ 10 кВ ф.8 ПС Смыловка, магистраль от 2РМ до КТП 192	84	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
370+87,14	ВЛ 220 кВ Букаш - Нижнекамская	92	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
371+58,74	ВЛ 500 кВ ЗайГРЭС -Киндери	92	Открытый	АО «Сетевая компания» Казанский РЭС	102-07/2491 от 05.07.24
392+74,71	ВЛ 6 кВ ф.7 ПС Смыловка	133	Закрытый (ННБ)	ОАО «Нократойл»	ТУ без номера
402+57,95	ВЛ 6 кВ ф.7 ПС Смыловка	46	Закрытый (ННБ)	ОАО «Нократойл»	ТУ без номера
427+72,17	ВЛ 10 кВ ф.02 ПС 110 кВ Секинесь	30	Закрытый (ГШБ)	Елабужские электросети, Мамадышский РЭС	102-27/1352
431+77,81	ВЛ 500 кВ ЗайГРЭС -Киндери	74	Открытый	АО «Сетевая компания» Казанский РЭС	102-07/2491 от 05.07.24
432+63,80	ВЛ 220 кВ Букаш - Нижнекамская	74	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024
527+30,90	ВЛ 220 кВ Букаш - Нижнекамская	116	Открытый	НКЭС (Нижнекамские электросети)	102-48/1716 от 22.07.2024

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

139

Лист

141

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения с магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
563+91,82	ВЛ 220 кВ Щелоков - Центральная, 1,2 цепь	88	Открытый	Елабужские электросети	102-27/1352 от 04.07.2024
568+86,55	ВЛ 110 кВ Кирмени - Мамадыш	101	Открытый	Елабужские электросети	102-27/1352 от 04.07.2024
580+39,67	ВЛ 10 кВ ф.7. ПС Мамадыш	101	Закрытый (ГШБ)	Елабужские электросети, Мамадышский РЭС	102-27/1352 от 04.07.2024
583+03,68	ВЛ 10 кВ ф.7. ПС Мамадыш	62	Закрытый (ГШБ)	Елабужские электросети, Мамадышский РЭС	102-27/1352 от 04.07.2024
640+70,82	ВЛ 10 кВ ф23 пс.Мамадыш	78	Открытый	АО «Сетевая компания» филиал ЕЭС Мамадышский РЭС	102-27/1352 от 04.07.2024
872+01,10	ВЛ 10 кВ ф04 пс Кулуци	68	Открытый	АО «Сетевая компания» филиал ЕЭС Мамадышский РЭС	102-27/740 от 15.04.2024
1006+08,62	ВЛ 110 кВ К.Букаш-Нарты	69	Открытый	АО «Сетевая компания» ЕЭС-СВК	102-27/740 от 15.04.2024
1006+29,43	ВЛ 220 кВ К.Букаш-Вят.Поляны	69	Открытый	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Пермское предприятие МЭС	М4/П4/1-1091
1006+59,39	ВЛ 10 кВ ф05 пс.Ишкеево	68	Открытый	АО «Сетевая компания» филиал ЕЭС Мамадышский РЭС	102-27/1352
1026+50,54	ВЛ 500 кВ ЗайГРЭС-Киндери	82	Открытый	филиал АО «Сетевая компания» Казанские электрические сети	102-07/2491 от 05.07.24
1074+32,18	ВЛ 10 кВ ф01 пс.Икшурма	76	Открытый	АО «Сетевая компания» филиал ЕЭС Сабинский РЭС	102-27/1352
1159+35,14	Сабинский РЭС, 10 кВ	83	Открытый	АО «Сетевая компания» «Елабужские электрические сети» Сабинский РЭС	102-27/1352
1290+86,56	110 кВ	63	Открытый	АО «Сетевая компания» «Елабужские электрические сети» Сабинский РЭС	102-27/1352
1291+38,38	110 кВ	63	Открытый	АО «Сетевая компания» «Елабужские электрические	102-27/1352

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

140

Лист

142

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения с магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
				сети» Сабинский РЭС	
1314+72,65	Сабинский РЭС, 10 кВ	86	Открытый	АО «Сетевая компания» «Елабужские электрические сети» Сабинский РЭС	102-27/1352
1471+20,35	Тюлячинский РЭС, 10 кВ	88	Закрытый (ГШБ)	АО «Сетевая компания» «Елабужские электрические сети» Сабинский РЭС	102-27/1352 от 04.07.224
1472+20,42	Тюлячинский РЭС, 10 кВ	87	Открытый	АО «Сетевая компания» «Елабужские электрические сети» Сабинский РЭС	102-27/1352 от 04.07.224
1604+37,50	Тюлячинский РЭС, 10 кВ	76	Открытый	АО «Сетевая компания» «Елабужские электрические сети» Сабинский РЭС	102-27/1352 от 04.07.224
1675+85,42	ВЛ 10 кВ	76	Открытый	АО «Транснефть-Прикамье». Казанское РНУ НПС "Ковали",	09-01/833 от 20.08.24
1917+51	ВЛ 6 кВ ф.13 ПС Чепчуги. Отп. На СТП-33023	87	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети. Высокогорский РЭС	102-03/3955 от 19.07.2024
1958+21,66	ВЛ 10 кВ ф.01 ПС Чепчуги	59	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети. Высокогорский РЭС	102-03/3955 от 19.07.2024
1959+06,72	ВЛ 10 кВ ф.2 ПС Чепчуги	87	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети. Высокогорский РЭС	102-03/3955 от 19.07.2024
1971+11,65	ВЛ 10 кВ ф.3 ПС Чепчуги	86	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети	102-03/3955 от 19.07.2024
1978+99,84	ВЛ 10 кВ ф.3 ПС Чепчуги	93	Закрытый (ГШБ)	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети	102-03/3955 от 19.07.2024
1991+09,58	ВЛ 110 кВ Киндери-Арск	93	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские	102-03/3955 от 19.07.2024

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

141

Лист

143



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения с магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
				электрические сети. Высокогорский РЭС	
1992+60,69	ВЛ 110 кВ Киндери-Куркачи	98	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети	102-03/3955 от 19.07.2024
1997+25,43	ВЛ 10 кВ Ф01 ПС Чепчуги	102	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети	102-03/3955 от 19.07.2024
2000+31,84	ВЛ 0,4 кВ	97	Закрытый (ННБ)	ЭЧК-35 Арск	2062/24 НГ от 23.08.24
2000+35,69	Контактная сеть	97	Закрытый (ННБ)	ЭЧК-35 Арск	2062/24 НГ от 23.08.24
2000+40,15	Контактная сеть	97	Закрытый (ННБ)	ЭЧК-35 Арск	2062/24 НГ от 23.08.24
2000+43,39	ВЛ 6 кВ	97	Закрытый (ННБ)	ЭЧК-35 Арск	2062/24 НГ от 23.08.24
2000+68,77	ВЛ 6 кВ Автоблокировка	93	Закрытый (ННБ)	ЭЧК-35 Арск	2062/24 НГ от 23.08.24
2001+47,48	ВЛ 10 кВ Ф11 ПС Чепчуги.	92	Закрытый (ННБ)	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети. Высокогорский РЭС	102-03/3955 от 19.07.2024
2007+03,81	ВЛ 10 кВ Ф11 ПС Чепчуги отпайка на ТП-3018	83	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети. Высокогорский РЭС	102-03/3955 от 19.07.2024
2010+16,41	ВЛ 500 кВ ПС «Помары» - ПС «Киндери»	68	Открытый	ПАО Россети. Средне-Волжское ПМЭС	86 от 13.08.2024
2033+66,50	ВЛ 500 кВ ПС «Помары» - ПС «Киндери»	116	Открытый	ПАО Россети. Средне-Волжское ПМЭС	86 от 13.08.2024
2036+79,86	ВЛ 10 кВ ф.05 ПС Бирюли	101	Закрытый (ГШБ)	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети. Высокогорский РЭС	102-03/3955 от 19.07.2024
2084+54,51	ВЛ 500 кВ ПС «Помары» -	66	Открытый	ПАО Россети. Средне-	86 от 13.08.2024

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

142

Лист

144

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения с магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
	ПС «Киндери»			Волжское ПМЭС	
2113+73,23	ВЛ 10 кВ Ф6 ПС «Усады»	109	Закрытый (ГШБ)	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети	102-03/3955 от 19.07.2024
2138+39,32	ВЛ 35 кВ Бирюли - Дубъязы	44	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети	102-03/3955 от 19.07.2024
2140+24,35	ВЛ 10 кВ ф.6 ПС Дубъязы	71	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети	102-03/3955 от 19.07.2024
2140+38,41	ВЛ 10 кВ ф.6 ПС Усады	72	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети	102-03/3955 от 19.07.2024
2186+25,37	ВЛ 10 кВ Ф.14 ПС Усады, отпайка на СТП-33167	53	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети. Высокогорский РЭС	102-03/3955 от 19.07.2024
2215+68,5	ВЛ 110 кВ Киндери - Дубъязы	81	Закрытый (ГШБ)	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети	102-03/3955 от 19.07.2024
2225+47,47	Анодная линия 0,4 кВ от УКС-70	102	Открытый	Шеморданское ЛПУМГ	06/3-8287 от 20.24.2024
2346+95,58	Анодная линия	84	Открытый	Волжское ЛПУМГ	04/127-6046 от 12.07.2024
2352+46,52	ВЛ 10 кВ ф.17 ПС Б.Ключи	88	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети. Зеленодольский РЭС	102-03/3955 от 19.07.2024
2353+23,89	ВЛ 35 кВ Макаровка - Большие Ключи	104	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети	102-03/3955 от 19.07.2024
2361+96,42	ВЛ 10 кВ ф.17 ПС Б.Ключи	64	Открытый	АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети. Зеленодольский РЭС	102-03/3955 от 19.07.2024
2492+21,97	ВЛ 220 кВ ТЭЦ-3 - Зеленодольская	90	Открытый	АО «Сетевая компания»	102-07/2490 от

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

143

Лист

145

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Изм.	
К.уч	
Лист	
№док	
Подп.	
Дата	

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения с магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
	2 цепь			Казанские электрические сети	05.07.24
2492+46,24	ВЛ 220 кВ ТЭЦ-3 - Зеленодольская 1 цепь	90	Открытый	АО «Сетевая компания» Казанские электрические сети	102-07/2490 от 05.07.24
2499+82,55	ВЛ3 10 кВ г/п Миннибаево-Казань	55	Закрытый (ННБ)	ЭПУ «Казаньгоргаз»	Исх-02/5-5689

Таблица 38.7 – Перечень пересекаемых ВЛ резервной ниткой этиленопровода

Пикетажное значение точек пересечения по трассе проектируемого трубопровода (ПК+м)	Наименование пересекаемых коммуникаций, их характеристики	Угол пересечения	Способ пересечения с магистральным трубопроводом	Владелец	№ ТУ на пересечение
Резервная нитка через р. Зай					
36+61,57	ВЛ 220 кВ Нижнекамск -Чистополь	63	Открытый	Чистопольские электрические сети	42 от 07.08.24

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

**39 БОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОГО РАССТОЯНИЯ ОТ ОСИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ДО НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ, ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИЙ (МОСТОВ, ДОРОГ), А ТАКЖЕ ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОМ ПРОХОЖДЕНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С УКАЗАННЫМИ ОБЪЕКТАМИ И ДРУГИМИ ТРУБОПРОВОДАМИ, НАХОДЯЩИМИСЯ В ОДНОМ ТЕХНИЧЕСКОМ КОРИДОРЕ**

Значения минимально допустимых расстояний для проектируемого этиленопровода DN 250, полученные по результатам расчетов промышленных рисков, приведены в таблице 3б.1 настоящего тома.

В связи с необходимостью подключения к существующим сетям Нижнекамской КС и Казанской КС, трасса этиленопровода частично проложена по территории Нижнекамской КС, Казанской КС, в границах г. Нижнекамск и г. Казань, в пределах полос воздушных подходов к аэродромам (Бегишево, Борисоглебское).

На всех участках ненормативного сближения размещение и прокладка этиленопровода выполнены в соответствии с требованиями НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1.

При установлении значений безопасных расстояний между этиленопроводом и соседними объектами для этиленопровода, а также при прокладке этиленопровода по территории населенных пунктов (г. Нижнекамск, г. Казань) с целью подключения к головным сооружениям предусматриваются мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию ОПО:

- 1) Назначение для этиленопровода категории «I».
- 2) В местах значительных сближений или при прохождении этиленопровода по территории населенных пунктов повышение категории трубопровода до «В».
- 3) В местах значительных сближений или при прохождении этиленопровода по территории населенных пунктов увеличение глубины заложения этиленопровода до 1,2 м.
- 4) Применение заводского трехслойного защитного покрытия трубопровода усиленного типа конструкции № 1 по ГОСТ Р 51164-98 толщиной не менее 2,0 мм. Изоляция стыков манжетами термоусаживающимися, соответствующими требованиям ГОСТ Р 51164-98.
- 5) Применение соединительных деталей из стали равнопрочных основной трубе, изготовленных в заводских условиях.
- 6) После проведения сварочно-монтажных работ контроль сварных соединений в следующем объеме:
  - 100 % ВИК;
  - 100 % РГК.
- 7) Для участков трубопровода, проходящих по территории населенного пункта, дополнительно должен быть проведен ультразвуковой контроль всех стыков.
- 8) После завершения строительства и заполнения трубопровода этилена должна быть проведена внутритрубная диагностика с устранением недопустимых дефектов до начала эксплуатации.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								145
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

9) Оснащение этиленопровода дублирующей системой СОУ.

10) Обеспечение оповещения лиц, находящихся на объектах в зонах действия поражающих факторов, об аварии на участке трубопровода.

11) Обеспечение лиц, находящихся на объектах в зонах действия поражающих факторов, информацией о требуемых действиях при авариях на участке трубопровода (информационные плакаты).

12) При переходе трубопровода через судоходные водные преграды обеспечено прохождение трубопровода в защитном кожухе из стали класса прочности не ниже К48.

13) При переходе трубопровода через водные преграды закрытым способом обеспечить заглубление участка трубопровода не менее 2 м от линии предельного размыва русла (рассчитанной на срок службы перехода) до верхней образующей кожуха.

Перечень объектов, входящих в обобщенную группу реципиентов «Третьи лица» (Население, жилая застройка поселков, сел и городов, дачные участки и т.д.), для которых выявлено превышение значения индивидуального риска гибели 1,00E-08 1/год приведен в таблице 39.2.

Таблица 39.2 – Перечень объектов, для которых выявлено превышение допустимой величины риска (1,00E-08 1/год)

Наименование объекта	Отдаление от оси ЭП, м
Село Балчиклы	363
База отдыха «Дубравушка»	660
База отдыха «Якорь»	471
База отдыха «Лесной»	600
Поселок Старый Закамский	397
Деревня Екатериновка	751
Деревня Верхние Метески	748
Деревня Чертово	700
Деревня Байкал	723
Деревня Кирилловка	611
Деревня Старые Бирюли	540
Экопоселок Роса	391
Деревня Талмачи	462
Деревня Старая Тура	1400
Деревня Гремячий Ключ	586

Для объектов, приведенных в таблице 39.2 (таблице 37 НКХ.5273-ПД-ОБОПО) предлагается комплекс дополнительных компенсирующих мероприятий:

1) Предусмотреть средства оповещения людей, находящихся в зоне повышенного риска об аварии в целом и в том числе о пожаре.

2) Дополнительные инженерно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

– оснащение трассы этиленопровода системой СОУ, в том числе дублирующей СОУ;

Взам. инв. №	Изм. № подл.	00051354					Лист
Подпись и дата						<p align="center"><b>НКХ.5273-ПД-ТКР1.1</b></p>	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Чедок	Подп.	Дата		

- увеличение глубины заложения этиленопровода до 1,2 м;
- обеспечить категорию этиленопровода не менее «I» (на участках сближения с анализируемыми объектами (таблица 39.2) категория повышается до «B»), проведение 100 % контроля (ВИК, РГК);

- обеспечение контроля загазованности на площадках размещения крановых узлов.

3) Дополнительные организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- формирование дополнительного запаса материально-технических средств для обеспечения оперативной ликвидации аварии и ее последствий, обеспечения жизнедеятельности людей, чьи условия проживания могут быть нарушены в результате аварии и т.д.

- увеличение частоты осмотров этиленопровода (выездная бригада / беспилотные аппараты / облеты на вертолете с прибором контроля утечек);

- обеспечение лиц, находящихся на объектах в зонах действия поражающих факторов, информацией о требуемых действиях при авариях (периодические учения, обращения по ТВ, печатных и др. СМИ, информационные плакаты, указатели направления эвакуации и т.д.);

4) Дополнительные мероприятия по социальной защите людей – реализация механизма дополнительного страхования ответственности организации, эксплуатирующей этиленопровод перед лицами, находящимися в зоне повышенного риска.

При установлении требований в части возможности прокладки/размещения этиленопровода и его сооружений на территории Нижнекамской компрессорной станции и Казанской компрессорной станции (в дополнение к мероприятиям, установленным в п. 2.8.6.1 НКНХ.5273-ПД-ОБОПО):

1) При прохождении по территории Нижнекамского цеха № 2201 ООО «УЭТП-НКНХ» и Казанского цеха № 2202 ООО «УЭТП-НКНХ» повышение категории трубопровода до «B».

2) Увеличение глубины заложения этиленопровода до 1,2 м.

3) Применение заводского трехслойного защитного покрытия трубопровода усиленного типа конструкции № 1 по ГОСТ Р 51164-98 толщиной не менее 2,0 мм. Изоляция стыков манжетами термоусаживающимися, соответствующими требованиям ГОСТ Р 51164-98.

4) Применение соединительных деталей из стали равнопрочных основной трубе, изготовленных в заводских условиях.

5) После проведения сварочно-монтажных работ контроль сварных соединений в следующем объеме:

- 100 % ВИК;
- 100 % РГК.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инов. № подл.	00051354

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1**

Лист  
147

6) Для участков продуктопровода, проходящих по территории Нижнекамского цеха № 2201 ООО «УЭТП-НКНХ» и Казанского цеха № 2202 ООО «УЭТП-НКНХ», дополнительно должен быть проведен ультразвуковой контроль всех стыков.

7) После завершения строительства и заполнения трубопровода этилена должна быть проведена внутритрубная диагностика с устранением недопустимых дефектов до начала эксплуатации.

8) При назначении расстояний между зданиями, сооружениями, единицами оборудования анализируемых ОПО должны выполняться требования нормативно-технической документации, регламентирующей взаимное размещение указанных объектов. При этом допускается рассматривать оборудование площадных объектов и этиленопровода как составляющие одного ОПО.

9) Обеспечение оповещения лиц, находящихся на территории Нижнекамского цеха № 2201 ООО «УЭТП-НКНХ» и Казанского цеха № 2202 ООО «УЭТП-НКНХ», об аварии на участке трубопровода.

10) Обеспечение лиц, находящихся на территории Нижнекамского цеха № 2201 ООО «УЭТП-НКНХ» и Казанского цеха № 2202 ООО «УЭТП-НКНХ», информацией о требуемых действиях при авариях на участке МПП (информационные плакаты).

11) Увеличение частоты проверки состояния этиленопровода и его сооружений на территории Нижнекамского цеха № 2201 ООО «УЭТП-НКНХ» и Казанского цеха № 2202 ООО «УЭТП-НКНХ».

12) Усиление контроля за соблюдением режима пожарной безопасности на объектах.

13) Проведение дополнительных инструктажей для персонала Нижнекамского цеха № 2201 ООО «УЭТП-НКНХ» и Казанского цеха № 2202 ООО «УЭТП-НКНХ».

14) Проведение дополнительных тренировочных занятий по действиям при возникновении аварии на этиленопровода и его сооружениях для обслуживающего персонала.

15) Оснащение площадок Нижнекамского цеха № 2201 ООО «УЭТП-НКНХ» и Казанского цеха № 2202 ООО «УЭТП-НКНХ» системами контроля загазованности этиленом (при выявлении необходимости) с соответствующими сигнализациями и блокировками.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	00051354							Лист
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					

## 40 ОБОСНОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБОПРОВОДА И ОТДЕЛЬНЫХ ЕГО ЭЛЕМЕНТОВ

Обеспечение надежности и устойчивости трубопровода осуществляется комплексно:

- проведением расчетов трубопровода на прочность и устойчивость;
- выбором оборудования, труб, соединительных деталей и изделий трубопровода в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1;
- применением комплексной защиты трубопровода от коррозии;
- входным контролем, контролем погрузочно-разгрузочных работ, складированию и транспортированию труб, оборудования и материалов;
- контролем над проведением сварочно-монтажных работ;
- контролем кольцевых сварных соединений трубопровода;
- проведением испытаний трубопровода на прочность и герметичность;
- комплексным опробованием трубопровода при вводе в эксплуатацию.

### 40.1 Проведение расчетов трубопроводов

Расчет трубопровода на прочность выполнен в соответствии с СП 36.13330.2012. Результаты расчета толщины стенки труб приведены в таблице 46.2 настоящего тома.

При расчете учтены все нагрузки и воздействия, возникающие при сооружении, испытании и эксплуатации трубопровода, а также неблагоприятные варианты их сочетания, которые могут повлиять на надежность и безопасность линейной части магистрального трубопровода.

### 40.2 Выбор оборудования, труб, соединительных деталей и изделий

Применяемое оборудование, трубопроводная арматура, трубы, соединительные детали, материалы и изделия соответствуют требованиям СП 36.13330.2012, НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1 и должны быть сертифицированы.

Требования к оборудованию и трубопроводной арматуре приведены в разделе 8 настоящего тома.

Требования к трубам и соединительным деталям приведены в разделах 44 и 45 настоящего тома.

### 40.3 Защита трубопровода от коррозии

#### 40.3.1 Защита подземных участков трубопровода от подземной коррозии

По отношению к стали грунты имеют низкую и высокую коррозионную агрессивность, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016.

Взам. инв. №	Изм. № подл.	00051354	Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Лист	149
Подпись и дата										



Защита подземного магистрального трубопровода от подземной коррозии выполнена в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, ГОСТ Р 51164-98 и осуществляется комплексно:

- пассивная – изоляционными защитными покрытиями;
- активная – средствами электрохимической защиты.

Для подземных участков магистрального трубопровода DN 250 предусмотрено заводское защитное покрытие усиленного типа конструкции № 1 по ГОСТ Р 51164-98 – трехслойное полимерное покрытие. Покрытие должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 51164-98. Толщина покрытия – не менее 2,0 мм согласно ГОСТ Р 51164-98. Сварные монтажные швы должны быть изолированы термоусаживающимися манжетами.

Для подземных защитных футляров DN 500 и DN 400, в том числе прокладываемых закрытыми методами (бурением), предусмотрено заводское защитное покрытие специального типа по ГОСТ 31448-2012 – трехслойное полиэтиленовое покрытие. Толщина покрытия – не менее 2,5 мм согласно ГОСТ 31448-2012. Сварные монтажные швы должны быть изолированы термоусаживающимися манжетами специального исполнения.

Соединительные детали трубопровода должны поставляться с заводской изоляцией (за исключением СДТ малого диаметра), в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами, или техническими условиями, утвержденными в установленном порядке. Конструкции изоляции выбираются по ГОСТ Р 51164-98.

Температурные условия предусмотренных к применению труб с полимерными изоляционными покрытиями и манжет для подземного трубопровода устанавливаются в соответствии с п. 4.1 ГОСТ Р 51164-98.

В процессе проведения строительно-монтажных работ и по их завершению, необходимо вести контроль защитных покрытий в соответствии с пп. 6.2.8...6.2.11 ГОСТ Р 51164-98.

Средства электрохимической защиты должны быть оборудованы дистанционным контролем силы тока защиты, напряжения на выходе катодных станций и параметров контроля коррозии.

Мероприятия по электрохимической защите разработаны и приведены в НКНХ.5273-ПД-ТКР7 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 7. Электрохимическая защита от коррозии, том 3.7, инв. № 00055585.

Для обеспечения электрического разъединения защищаемых электрохимической защитой подземных трубопроводов от надземных участков заземленных трубопроводов предусматривается установка электроизолирующих вставок (муфт) по ГОСТ Р 9.603-2021. При монтаже электроизолирующих вставок следует соблюдать требования п. 5.1.9 СП 424.1325800.2019.

Этиленопровод частично прокладывается в грунтах, содержащих твердые включения (гравий, дресва, щебень, известняк). В соответствии с п. 8.1.14 СП 86.13330.2022 применен скальный лист для защиты изоляции трубопровода.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								150
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

Перечень грунтов, в которых применен скальных лист:

– Слой 912 Насыпной грунт: суглинок преимущественно тугопластичный, местами полутвердый, мягко- и текучепластичный, с включениями гравия, дресвы и щебня до 10-20 %, с включениями строительного мусора;

– Слой 914 Насыпной грунт: песок преимущественно мелкий, реже пылеватый, средней плотности, средней степени водоносности, прослоями до малой степени, с включениями гравия, дресвы и щебня до 10-15 %;

– Слой 915 Насыпной грунт: щебенистый грунт известняка, средневыветрелый, средней прочности до прочного, малой степени водонасыщения, с песчаным наполнителем;

– 11100к-4 Глина легкая, песчаная, твердая, непросадочная, слабонабухающая, слабопучинистая, с включениями дресвы известняка и песчаника (до 5%);

– 11200к-4 Глина легкая, песчаная, полутвердая, непросадочная, слабонабухающая, слабопучинистая, с включениями дресвы и щебня карбонатных пород (до 5 %);

– 11300и-4 Глина легкая, песчаная, тугопластичная, непросадочная, ненабухающая, слабопучинистая, с редкими включениями дресвы карбонатных пород (до 5 %);

– 24200к-4 Суглинок тяжелый, пылеватый, полутвердый, непросадочный, слабонабухающий, слабопучинистый, с редкими включениями дресвы карбонатных пород (до 5 %);

– 24300и-4 Суглинок тяжелый, пылеватый, тугопластичный, непросадочный, ненабухающий, слабопучинистый, с включениями дресвы и щебня осадочных пород (до 5 %);

– 22400и-4 Суглинок легкий, пылеватый, мягкопластичный, непросадочный, ненабухающий. среднепучинистый, с включениями дресвы осадочных пород (до 5 %);

– 12130к-10 Глина легкая, пылеватая, твердая, непросадочная, слабонабухающая, слабопучинистая, с включением щебня и дресвы осадочных пород (до 20 %);

– 12230к-10 Глина легкая, пылеватая, полутвердая, непросадочная, слабонабухающая, слабопучинистая, с включением щебня и дресвы карбонатных пород (до 25%);

– 12330и-10 Глина легкая, пылеватая, тугопластичная, непросадочная, ненабухающая, среднепучинистая, с включением щебня и дресвы карбонатных пород (до 20 %);

– 13130п-10 Глина тяжелая твердая, прослоями полутвердая, слабopросадочная слабопучинистая водонепроницаемая с включением щебня до 30%;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.	00051354							Лист
										151
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

– 22430и-10 Суглинок легкий пылеватый мягкопластичный, с редкими прослоями текучепластичного, среднепучинистый водонепроницаемый, с включением щебня до 30%;

– 24230и-10 Суглинок тяжелый пылеватый полутвердый, прослоями твердый, ненабухающий непросадочный слабопучинистый водонепроницаемый, с включением щебня до 30%;

– 24230к-10 Суглинок тяжелый, пылеватый, полутвердый, непросадочный, слабонабухающий, слабопучинистый, с включением дресвы и щебня карбонатных пород (до 20 %);

– 24330и-10 Суглинок тяжелый, пылеватый, тугопластичный, непросадочный, ненабухающий, среднепучинистый, с включением щебня и дресвы карбонатных пород (до 15 %);

– 31230и-10 Супесь песчаная пластичная, с прослоями твердой, непучинистая, с включением щебня до 30%;

– 44220-10 Песок мелкий, средней степени водонасыщения, средней плотности, однородный, непучинистый, с включениями дресвы и щебня карбонатных пород (до 10 %) (песчаник выветрелый до песка);

– 44320-10 Песок мелкий, водонасыщенный, средней плотности, однородный, с редкими включениями дресвы осадочных пород (до 5 %) (песчаник выветрелый до песка);

– 55233-10 Щебенистый грунт средней прочности средней степени водонасыщения сильновыветрелый с суглинистым заполнителем, с прослоями песка;

– 55234-10 Щебенистый грунт известняка малой прочности, средней степени водонасыщения, сильновыветрелый, с преимущественно суглинистым заполнителем;

– 55333-10 Щебенистый грунт средней прочности водонасыщенный сильновыветрелый с суглинистым заполнителем, с прослоями песка;

– Ц3111-10 Известняк глинистый, средней прочности, очень плотный, слабовыветрелый, неразмягчаемый, нерастворимый, слабопористый;

– Ц3221-10 Известняк глинистый, средней прочности, плотный, средневыветрелый, неразмягчаемый;

– 12130к-11 Глина легкая, пылеватая, твердая, слабонабухающая, непросадочная, слабопучинистая, с включениями дресвы и щебня карбонатных пород (до 20 %);

– 12200к-11 Глина легкая пылеватая полутвердая, с прослоями песка мелкого, с редкими прослоями суглинка, с включениями дресвы и щебня до 25 %, слабонабухающая, слабопучинистая;

– 12230и-11 Глина легкая, пылеватая, полутвердая, непросадочная, ненабухающая, слабопучинистая, с включениями дресвы и щебня карбонатных пород (до 20 %);

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

						<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
							152
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

- 13300к-11 Глина легкая песчанистая тугопластичная, с редкими прослоями суглинка, с включениями дресвы и щебня до 15 %, слабонабухающая, слабопучинистая;
- 24230к-11 Суглинок тяжелый, пылеватый, полутвердый, непросадочный, слабонабухающий, слабопучинистый, с включениями дресвы и щебня карбонатных пород (до 20 %);
- 45220-11 Песок пылеватый, средней степени водонасыщения, средней плотности, неоднородный, непучинистый, с включениями дресвы карбонатных пород (до 10 %) (песчаник выветрелый до песка);
- 55234-11 Щебенистый грунт известняка малопрочный, средней степени водонасыщения, сильновыветрелый, с преимущественно глинистым заполнителем;
- 55334-11 Щебенистый грунт известняка малопрочный, водонасыщенный, сильновыветрелый, с преимущественно суглинистым заполнителем;
- Ц3221-11 Известняк глинистый, прослоями доломитовый, средней прочности, плотный, средневыветрелый, неразмягчаемый;
- Ц5332-11 Известняк глинистый, пониженной прочности, средней плотности, сильновыветрелый, размягчаемый;
- Ц6322-10 Известняк низкой прочности, прослоями до пониженной, средней плотности размягчаемый.

**40.3.2 Защита надземных участков трубопровода от атмосферной коррозии**

Надземные участки труб и СДТ покрываются противокоррозионной защитой из лакокрасочных материалов, соответствующих требованиям п. 14.3 СП 36.13330.2012, трассового нанесения по предварительно подготовленной поверхности.

Трубопроводы при надземной прокладке защищают алюминиевыми, цинковыми, лакокрасочными, стеклоэмалевыми покрытиями или консистентными смазками, или другими атмосферостойкими покрытиями.

Цветовое оформление надземной ЗРА – RAL 5021 (водная синь).

Цветовое оформление надземных участков трубопроводов, ВЭИ, камеры СОД – RAL 9006 (бело-алюминиевый).

ЗРА, ВЭИ, камеры СОД поставляются в заводском лакокрасочном покрытии.

Общие условия эксплуатации наружных лакокрасочных покрытий должны соответствовать климатическим условиям ХЛ1, тип атмосферы – условно-чистая по ГОСТ 15150-69.

Подготовка поверхности надземных труб и СДТ для нанесения наружных лакокрасочных покрытий и контроль качества покрытий в трассовых условиях должны осуществляться с учетом СП 409.1325800.2018 и инструкций к лакокрасочным покрытиям.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								153
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

#### 40.4 Входной контроль, контроль погрузочно-разгрузочных работ, складирования и транспортирования труб, оборудования и материалов

Погрузочно-разгрузочные работы, приемка, складирование, транспортирование труб и трубных плетей, оборудования и материалов должны осуществляться в соответствии с требованиями раздела 6 СП 86.13330.2022.

Приемку труб, СДТ и трубопроводной арматуры осуществляет строительный подрядчик при непосредственном участии представителей Заказчика по месту разгрузки продукции с транспортных средств или после транспортирования ее от мест разгрузки на площадки складирования. Привлечение специалистов строительного контроля Заказчика для участия в процедуре входного контроля может осуществляться по решению Заказчика.

При приемке должен проводиться входной контроль труб, СДТ и трубопроводной арматуры в объеме 100%, включая:

- проверку соответствия поставленной продукции требованиям ПД (РД) и ТУ;
- проверку комплектности сопроводительных документов, наличия сертификата изготовителя на каждую трубу (партию труб), технического паспорта – на каждую деталь трубопровода и единицу трубопроводной арматуры, сертификата/паспорта на защитное покрытие;
- проверку комплектности, упаковки и маркировки (в т.ч. для СДТ и трубопроводной арматуры соответствие маркировки паспортным данным).

При входном контроле труб, СДТ и трубопроводной арматуры проводят визуальный и измерительный контроль в объеме, установленном в разделе 6 СП 86.13330.2022.

#### 40.5 Контроль над проведением сварочно-монтажных работ

Сборка, сварка сварных соединений участков трубопровода должны вестись в соответствии с требованиями СП 86.13330.2022, СП 406.1325800.2018, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах», утвержденных приказом Ростехнадзора от 11.12.2020 № 519, а также рекомендациями ВСН 006-89. Организация сварочных работ, применяемые способы и технологии сборки и сварки, требования к подрядным организациям, оснащение сварочно-монтажных бригад регламентируется вышеуказанными документами.

Выбор технологий (способов) сварки и их комбинаций, в зависимости от протяженности и сложности участка трубопровода, сроков выполнения работ и т.п., должен осуществляться в соответствии с действующими нормативными документами, устанавливающими требования к организации и производству (выполнению) сварочно-монтажных работ, выполняемых на опасных производственных объектах. Подрядчик определяет технологию сварки и согласовывает ее с Заказчиком.

Сварочное оборудование, применяемое для сварки трубопровода, должно соответствовать нормативным документам в соответствующих отраслях.

Сварочные материалы, применяемые для сварки трубопровода, должны соответствовать нормативным документам в соответствующих отраслях.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								154
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

До начала работ должна быть проведена процедура допуска применяемых Подрядчиком технологий сварки, сварочных материалов, сварочного оборудования, персонала на соответствие нормативным документам.

Требования к различным технологиям и процессам сварки, схемам организации сварочных работ, подготовке труб, СДТ и сварочных материалов к сварке, контролю над проведением сварочных работ приведены в разделе 9 СП 86.13330.2022, СП 406.1325800.2018.

Приварка каких-либо элементов, кроме катодных выводов, в местах расположения поперечных кольцевых сварных швов трубопровода, не допускается.

При сборке заводские продольные швы электросварных труб необходимо смещать относительно друг друга не менее чем на 75 мм при диаметре труб до 530 мм включительно. При технической невозможности соблюдения требований (захлесты, приварка отводов холодного гнутья и т.д.) любое изменение расстояния между смежными швами в каждом отдельном случае должно быть подтверждено специалистом строительного контроля и отражено в исполнительной документации (в сварочном журнале).

При монтаже оборудования и трубопроводов должен осуществляться операционный контроль качества выполненных работ. Выявленные дефекты подлежат устранению до начала последующих операций.

Замыкание трубопровода в законченную систему и фиксирование расчетной схемы трубопровода (сварка захлестов, засыпка трубопровода) должны проводиться в интервале температур окружающего воздуха от минус 10 °С до плюс 20 °С, согласно выполненным расчетам на прочность и устойчивость трубопровода. Присоединение участков закрытой прокладки методом ННБ должно проводиться в интервале температур окружающего воздуха от 0 °С до плюс 20 °С, согласно выполненным расчетам на прочность и устойчивость трубопровода. Присоединение узлов запуска и приема очистных устройств (УЗОУ и УПОУ) и крановых узлов (КУ) титула 0204, 0205, 0206, 0207, 0208, 0209, 0213 должно проводиться в интервале температур окружающего воздуха от 0 °С до плюс 20 °С, согласно выполненным расчетам на прочность и устойчивость трубопровода.

#### 40.6 Контроль кольцевых сварных соединений трубопровода

Контроль качества сварных соединений трубопровода в составе строительно-монтажных работ должен осуществляться Подрядчиком и включать в себя:

- входной контроль труб и сварочных материалов;
- пооперационный контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- приемочный контроль сварных соединений.

Контроль качества сварных соединений проектируемого трубопровода должен осуществляться в соответствии с НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1 следующими методами:

- 100 % визуально-измерительный контроль;
- 100 % радиографический контроль;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										155
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

– 5 % радиографический контроль силами сторонней организации (выборочный дублирующий контроль качества Заказчиком в соответствии с п.9.11.1 СП 86.13330.2022). Объем данного контроля может быть уточнен Заказчиком при проведении строительно-монтажных работ;

– 100 % ультразвуковой контроль на гарантийные стыки, захлестные сварные соединения, прямые врезки;

– 100 % ультразвуковой контроль на участках повышенной ответственности, определенных по НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1: участки проходящие по территории Нижнекамской КС, Казанской КС, г. Нижнекамск, г. Казань и в пределах полос воздушного подхода к аэропортам г. Нижнекамск, г. Казань (участки 0...11 км и 240,8...253,6 км).

Помимо этого, настоящим проектом предусмотрен 100% ультразвуковой контроль на всех закрытых переходах, выполненных методом наклонно-направленного бурения (ННБ).

Контроль качества сварных соединений защитных футляров трубопровода должен осуществляться следующими методами:

- 100 % визуально-измерительный контроль;
- 100 % радиографический контроль.

В случаях монтажа разрезных стальных футляров, продольные швы допускается контролировать ультразвуковым методом вместо радиографического. В случае прокладки футляра методом ГШБ кольцевые швы допускается контролировать ультразвуковым методом вместо радиографического.

После каждого ремонта дефектов монтажных сварных соединений, в том числе и гарантийных стыков, следует проводить контроль стыков в полном объеме – методом визуально-измерительного, ультразвукового и радиографического контроля.

#### **40.7 Мероприятия по очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность**

Магистральный трубопровод подвергается очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность, осушке и азотированию в соответствии с требованиями СП 86.13330.2022, СП 411.1325800.2018, Федеральных норм и Правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, рабочих инструкций на очистку полости и испытания, программы проведения испытаний, а также рекомендациями ВСН 011-88. Инструкции и программу разрабатывает строительно-монтажная организация и согласовывает с застройщиком (техническим Заказчиком) и проектной организацией.

При проведении работ по очистке полости и испытаниям трубопровода должна быть назначена комиссия из представителей застройщика (технического Заказчика), лица, осуществляющего строительство, эксплуатирующей организации (или ее вышестоящей организации) и организации, осуществляющей контроль и надзор. Создание комиссии осуществляется на основании совместного приказа застройщика (технического Заказчика) и лица, осуществляющего строительство с назначением

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инва. № подл.	00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист	156
											158
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>										Лист	156

председателя комиссии. Утверждение инструкции по порядку проведения работ, а также распоряжения по очистке полости трубопровода, испытаниям и удалению воды находятся в компетенции председателя комиссии. Требования безопасности при проведении работ регламентируются разделом 11 СП 411.1325800.2018.

Проведение испытаний трубопровода (участка трубопровода) на прочность и проверка на герметичность перед сдачей в эксплуатацию должны включать следующие работы:

- защиту полости труб, трубных плетей в процессе строительства;
- предварительную очистку внутренней полости трубопровода;
- очистку внутренней полости трубопровода;
- предварительные испытания крановых узлов;
- испытания трубопровода на прочность и проверка на герметичность;
- контроль формы поперечного сечения трубопровода и проведения внутритрубного диагностирования после завершения строительно-монтажных работ;
- осушку трубопровода;
- заполнение трубопровода азотом.

Перед началом работ по очистке и испытаниям трубопроводов должны быть определены и обозначены предупредительными знаками в соответствии с ГОСТ 12.4.026-2015 опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ. Согласно федеральным нормам и Правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные Ростехнадзором от 15.12.2020 № 534, устанавливаются следующие зоны безопасности:

- при гидравлическом испытании – в размере 100 м в обе стороны от оси трубопровода и 900 м в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода;
- при пневматическом испытании – в размере 100 м в обе стороны от оси трубопровода, и 600 м в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода;
- при продувке и удалении воды – в размере 40 м в обе стороны от оси трубопровода, и 600 м в направлении вылета поршней.

#### 40.7.1 Защита полости труб, трубных плетей в процессе строительства

Чистота полости трубопровода должна обеспечиваться на всех этапах работы с трубой: при транспортировании, погрузке, разгрузке и раскладке секций по трассе, сварке секций в нитку и укладке.

Доставка труб и предварительно сваренных трубных плетей должна проводиться в соответствии с транспортной схемой, разработанной проектной организацией в составе ПД и уточненной строительным подрядчиком в составе ППР. На транспортной схеме должны быть указаны пункты приема и складирования грузов, места размещения трубосварочных баз, границы маршрутов (участков) и маршруты движения транспорта по постоянным и временным дорогам и проездам.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										157
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					



Погрузочно-разгрузочные работы, приемка, складирование, транспортирование труб и трубных плетей должны осуществляться в соответствии с разделом 6 СП 86.13330.2022 по согласованным Заказчиком ППР и технологическим картам.

Для предупреждения загрязнения полости трубопроводов в процессе строительства строительные-монтажные организации должны принимать меры, исключающие попадание внутрь трубопровода воды, снега, грунта и посторонних предметов. Не допускается разгрузка труб на неподготовленные площадки, волочение их по земле и т.д.

Трубы для строительства трубопровода должны поставляться заводами-изготовителями с установленными на них инвентарными заглушками.

Лицо, осуществляющее строительство, должно обеспечивать наличие заглушек на торцах труб на всех этапах работ до монтажа трубопровода в плеть. Конструкцией заглушек должна быть обеспечена защита полости труб от попадания влаги и загрязнений и возможность проведения всех такелажных операций, не снимая их с торца трубы и не нарушая их конструкцию. Снятие заглушек допускается только для проведения входного контроля с последующей установкой на место и непосредственно перед монтажом трубопровода.

Смонтированные участки трубопровода должны быть заглушены до ликвидации технологических разрывов трубопровода.

Начало монтируемой нитки трубопровода должно быть заглушено для предотвращения воздухообмена и выпадения влаги в смонтированном участке трубопровода.

Закачивание воды в трубопровод для промывки и гидравлических испытаний следует осуществлять через фильтры, исключающие попадание в полость трубопровода загрязнений.

#### 40.7.2 Предварительная очистка внутренней полости трубопровода

Очистку полости протягиванием очистного устройства следует выполнять непосредственно в технологическом потоке сварочно-монтажных работ, в процессе сборки и сварки отдельных труб или секций в нитку трубопровода с помощью штанги трубоукладчика (трактора). Загрязнения удаляются в конце каждой секции.

В качестве очистных устройств при протягивании должны использоваться специальные приспособления, оборудованные очистными щетками и скребками.

При сборке секций трубопровода с помощью внутреннего центратора очистное устройство монтируется впереди на центраторе. При этом следует проводить предварительную очистку первой трубы при сборке плети.

При монтаже трубопроводов, монтируемых с помощью наружного центратора, в качестве очистного устройства при протягивании следует использовать специальные приспособления, оборудованные очистными щетками или скребками, а также очистные поршни, применяемые для продувки трубопроводов.

#### 40.7.3 Очистка внутренней полости трубопровода

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								158
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

Очистка полости подземных участков трубопровода должна производиться после укладки и засыпки. Очистка полости надземных участков трубопровода (обязочные трубопроводы) должна производиться после укладки и крепления на опорах.

Очистка полости подземного трубопровода DN 250 должна выполняться одним из следующих способов:

- промывкой с пропуском очистных устройств (поршней, скребков или поршней-разделителей) – для участков, подвергаемых гидравлическим испытаниям;
- продувкой с пропуском очистных устройств (поршней, скребков или поршней-разделителей) – для участков, подвергаемых пневматическим испытаниям.

Промывку и продувку без пропуска очистных или разделительных устройств допускается производить для отдельных участков длиной менее 1 км.

Очистку полости на подводных переходах трубопровода DN 250 следует производить:

- промывкой с пропуском поршня в процессе заполнения водой для проведения первого этапа гидравлического испытания – для участков, подвергаемых гидравлическим испытаниям;
- продувкой с пропуском поршня или протягиванием очистного устройства перед проведением первого этапа пневматического испытания – для участков, подвергаемых пневматическим испытаниям.

Очистку полости на подводных переходах, сооружаемых в общем потоке строительства трубопроводов, следует производить по единой технологии одновременно со всем трубопроводом.

Очистка трубопроводов должна вестись участками между линейной трубопроводной арматурой. Начало и конец очищаемого участка трубопроводов должны быть оснащены постоянными или временными камерами пуска и приема СОД.

При промывке трубопроводов перед очистным устройством должна быть залита вода в количестве от 10 % до 15 % объема полости очищаемого участка трубопровода. Скорость перемещения очистных устройств при промывке должна быть не менее 0,2 м/с. Протяженность участков, промываемых с пропуском очистных и разделительных устройств, должна устанавливаться с учетом расположения по трассе источников воды, соответствующего рельефа местности и напора, создаваемого насосным оборудованием, а также технической характеристикой очистного устройства (предельной длиной пробега).

Перед пропуском очистных устройств следует убедиться в полном открытии линейной запорной арматуры.

Очистка полости трубопровода при промывке считается выполненной при следующих условиях:

- все запасованные очистные устройства «пришли» в камеру приема;
- последнее очистное устройство «пришло» неразрушенным (без повреждений);

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										159
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

– скорость движения очистных устройств составляла не менее 0,72 км/ч (0,2 м/с);

– после очистных устройств вода выходит без примеси грунта (глины, песка, торфа).

Очистка полости трубопровода при промывке считается незаконченной, если не выполнено любое условие.

Перед пневматическими испытаниями следует производить очистку полости трубопровода от воды (жидкости) с помощью поршня-разделителя под давлением воздуха (газа).

При продувке очистные поршни должны пропускаться по участкам трубопровода протяженностью, определенной расстоянием между линейной трубопроводной арматурой, под давлением сжатого воздуха или газа, поступающего из ресивера (баллона), создаваемого на прилегающем участке или от высокопроизводительных компрессорных установок.

Продувка полости трубопровода считается законченной, когда после вылета очистного устройства из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха или газа.

После очистки полости трубопровода при любом из способов на концах очищенного участка должны устанавливаться временные инвентарные заглушки.

#### 40.7.4 Предварительные испытания крановых узлов

Предварительные испытания линейных крановых узлов должны проводиться до врезки в нитку трубопровода созданием внутреннего статического давления для выявления дефектов и подтверждения их герметичности до испытаний всего трубопровода (участка) после завершения строительно-монтажных работ.

Подготовка кранового узла к испытаниям должна включать:

- приварку к концам монтажного узла временных патрубков с силовыми эллиптическими заглушками из труб длиной не менее 1,5 наружного диаметра трубопровода;
- монтаж воздухопускного патрубка с краном и манометра;
- открывание запорной арматуры.

Предварительные испытания крановых узлов производятся на трассе либо вне ее.

Допускается испытание нескольких крановых узлов, соединенных в общую группу.

Предварительные испытания крановых узлов следует выполнять пневматическим способом.

Предварительные пневматические испытания крановых узлов проводят при давлении 3,0 МПа с выдержкой в течение 2 ч, проверку на герметичность – при давлении 2,0 МПа в течение времени, необходимого для осмотра кранового узла.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								160
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

Крановый узел считается выдержавшим предварительные испытания на прочность и проверку на герметичность, если не произошло деформаций и не выявлены утечки.

В ППР должна быть разработана схема строповки, схема испытания с указанием требований безопасности (ограждение территории и т.д.).

#### 40.7.5 Испытания трубопровода на прочность и проверка на герметичность

Испытания трубопровода на прочность и проверку на герметичность проводят гидравлическим (водой, незамерзающей жидкостью) и пневматическим (воздухом, газами) способами для газопроводов. В качестве основного метода испытаний принимается пневматический способ в виду возможности выполнения строительно-монтажных работ в зимний период согласно п. 28.9.17 Задания на проектирование.

В соответствии с требованиями п. 19.5.2 СП 86.13330.2022, при отрицательных температурах окружающей среды или невозможности обеспечить необходимое количество жидкой рабочей среды для проведения гидравлических испытаний допускается проведение испытаний линейной части магистрального трубопровода на прочность и герметичность газообразными рабочими средами.

Пневматический способ испытаний предусматриваются как основной для всех узлов и участков на вторых и третьих этапах испытаний, а также при испытаниях в один этап.

Гидравлический способ испытаний предусматривается на отдельных участках (узлы запуска и приема очистных устройств, переходы через крупные водные преграды (шириной по зеркалу воды в межень свыше 25 м), водные преграды, выполненные бестраншейными методами, переходы через железные дороги, автодороги I-IV категории, воздушные линии электропередач напряжением 500 кВ и более) на первых этапах испытаний.

Этапы и параметры испытаний участков магистрального этиленопровода приведены в таблице 40.1.

Таблица 40.1 – Этапы и параметры испытаний участков магистрального этиленопровода

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инва. № подл. 00051354	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист
									161
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00051354		

Таблица 40.1 – Этапы и параметры испытаний участков магистрального этиленопровода

Назначение участков магистрального этиленопровода	Этапы испытания	Способ испытаний и давление при испытании			Продолжительность, ч, при испытании гидравлическим способом		
		на прочность способом		на герметичность	на прочность способом		на герметичность
		гидравлическим в верхней точке	пневматическим		гидравлическим	пневматическим	
Узлы запуска и приема очистных устройств	Первый этап – после укладки, засыпки и крепления на опорах	$1,25 \cdot P_{\text{раб.}} = 12,25 \text{ МПа}$	-	$P_{\text{раб.}} = 9,8 \text{ МПа}$	24	-	Не менее 12
	Второй этап – после укладки и засыпки одновременно с прилегающими участками длиной не менее 100 м	$1,25 \cdot P_{\text{раб.}} = 12,25 \text{ МПа}$	$1,1 \cdot P_{\text{раб.}} = 10,78 \text{ МПа}$	$P_{\text{раб.}} = 9,8 \text{ МПа}$	24	12	Не менее 12
Переходы через крупные водные преграды (шириной по зеркалу воды в межень свыше 25 м), водные преграды, выполненные бестраншейными методами и прилегающие прибрежные участки	Первый этап – после сварки на стапеле или площадке, но до нанесения защитного покрытия на сварные стыки	$1,25 \cdot P_{\text{раб.}} = 12,25 \text{ МПа}$	-	$P_{\text{раб.}} = 9,8 \text{ МПа}$	6	-	Не менее 12
	Второй этап – после протаскивания /укладки, но до засыпки (для переходов, выполненных открытой прокладкой)	$1,25 \cdot P_{\text{раб.}} = 12,25 \text{ МПа}$	$1,1 \cdot P_{\text{раб.}} = 10,78 \text{ МПа}$	$P_{\text{раб.}} = 9,8 \text{ МПа}$	12	12	Не менее 12
	Третий этап – одновременно с прилегающими участками длиной не менее 100 м	$1,25 \cdot P_{\text{раб.}} = 12,25 \text{ МПа}$	$1,1 \cdot P_{\text{раб.}} = 10,78 \text{ МПа}$	$P_{\text{раб.}} = 9,8 \text{ МПа}$	24	12	Не менее 12
Переходы через железные дороги, автодороги I-IV категории, воздушные линии электропередач напряжением 500 кВ и более	Первый этап – до укладки и засыпки	$1,25 \cdot P_{\text{раб.}} = 12,25 \text{ МПа}$	-	$P_{\text{раб.}} = 9,8 \text{ МПа}$	24	12	Не менее 12
	Второй этап – одновременно с прилегающими участками длиной не менее 100 м	$1,25 \cdot P_{\text{раб.}} = 12,25 \text{ МПа}$	$1,1 \cdot P_{\text{раб.}} = 10,78 \text{ МПа}$	$P_{\text{раб.}} = 9,8 \text{ МПа}$	24	12	Не менее 12
Остальные участки трубопровода	-	$1,1 \cdot P_{\text{раб.}} = 10,78 \text{ МПа}$	$1,1 \cdot P_{\text{раб.}} = 10,78 \text{ МПа}$	$P_{\text{раб.}} = 9,8 \text{ МПа}$	24	12	Не менее 12

НКНХ.5273-ГД-ТКР1.1\_0\_R.doc

НКНХ.5273-ГД-ТКР1.1

Формат А4

162

Лист

164

Продолжительность испытания на герметичность определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее 12 ч.

Необходимость разделения отдельных участков при пневматических испытаниях определяется в ППР.

Участок магистрального трубопровода, подготовленный к проведению испытаний, должен быть ограничен сферическими заглушками, рассчитанными на давление не менее испытательного.

Временные трубопроводы для подключения наполнительных, опрессовочных агрегатов и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты гидравлическому испытанию на давление  $1,25 \cdot P_{исп}$  в течение 6 ч.

Герметичность участков всех категорий трубопроводов должна проверяться после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего, принятого по проекту – 9,8 МПа.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным в пределах точности измерительных средств (манометр класса точности не ниже I с предельной шкалой на давление около  $4/3$  испытательного), а при проверке на герметичность не были обнаружены утечки. В ходе проверки на герметичность должны быть учтены колебания давления, вызванные изменением температуры. При пневматическом испытании трубопровода на прочность допускается снижение давления на 1 % за 12 ч.

Средства измерений и оборудование для испытаний должны соответствовать ГОСТ Р 8.568-2017. При проведении испытаний на прочность для измерения давления применяют поверенные, опломбированные, снабженные паспортами манометры класса точности не ниже 1,0 (при проверке на герметичность – не ниже 0,4) с верхним пределом шкалы давления, равным  $4/3$  испытательного давления (при проверке на герметичность – рабочего давления). Применяемые манометры должны соответствовать требованиям ГОСТ 2405-88.

На всех этапах испытаний в любой точке испытываемого участка трубопровода испытательное давление на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированных изготовителем заводских испытательных давлений на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование, установленные на испытываемом участке.

При разрыве или обнаружении утечек участки трубопроводов подлежат ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Гидравлические испытания участков трубопроводов при отрицательных температурах грунта или воздуха допускаются только при условии предохранения трубопровода, трубопроводной арматуры и технологического оборудования от замораживания.

При гидравлических испытаниях трубопровода при отрицательных температурах следует контролировать температуру воды, окружающего воздуха и грунта на уровне заложения трубопровода с записью результатов измерений в процессе всего периода испытаний.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								163
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

Для обеспечения возможности проведения гидравлических испытаний в условиях отрицательных температур грунта или воздуха строительному подрядчику необходимо:

- разработать программу проведения испытания и согласовать ее в установленном порядке с Заказчиком;
- выполнить теплотехнический расчет параметров испытания участка трубопровода;
- утеплить и укрыть трубопроводную арматуру, технологическое оборудование и другие открытые участки испытываемого трубопровода;
- обеспечить возможность немедленного удаления жидкости из испытываемого трубопровода.

При выполнении гидравлических испытаний участков трубопроводов в условиях отрицательных температур грунта или воздуха строительному подрядчику необходимо:

- проводить наполнение трубопровода водой с помощью наполнительных агрегатов без пропуска очистных или разделительных устройств (пропуск поршней в процессе заполнения трубопровода водой может быть допущен только при условии предварительного прогрева испытываемого участка прокачкой воды);
- обеспечивать контроль температуры воды (жидкости с пониженной температурой замерзания) в трубопроводе;
- завершать испытания в строго определенное время, в течение которого исключается возможность замерзания воды в трубопроводе.

Допускается в качестве жидкости с пониженной температурой замерзания использовать растворы, не оказывающие коррозионного воздействия на трубопровод.

В ППР должны быть предусмотрены при проведении гидравлических испытаний рыбозащитные устройства при заборе воды с водоемов, а также схемы подключения насосного оборудования расположения воздушников и т.д.

Пневматические испытания участков трубопроводов при отрицательных температурах грунта или воздуха должны выполняться с обеспечением влагосодержания воздуха, подаваемого в трубопровод, соответствующего температуре точки росы не выше минус 35 °С (при атмосферном давлении).

После испытания участка трубопровода гидравлическим способом на прочность и проверки на герметичность, а также после пропуска профилимера / калибровочного устройства, из трубопровода должна быть полностью удалена вода (при выходе первого сухого поршня допускается увеличение его массы за счет насыщения влагой не более чем на 10 % первоначальной).

Полное удаление воды из трубопроводов должно производиться пропуском не менее двух (основного и контрольного) поршней-разделителей под давлением сжатого воздуха.

Скорость движения поршней-разделителей при удалении воды из трубопровода должна быть в пределах от 3 до 10 км/ч.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								164
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

Результаты удаления воды из трубопровода следует считать удовлетворительными, если впереди контрольного поршня-разделителя нет воды, и он вышел из трубопровода неразрушенным. В противном случае пропуски контрольных поршней-разделителей по трубопроводу необходимо повторить.

По завершении стравливания воздуха и выдержки участка трубопровода в течение 12 ч устанавливается контроль температуры точки росы воздуха. Если температура точки росы, измеренная после выдержки, равна минус 20 °С, то осушку участка трубопровода не проводят, а заполняют его азотом. В противном случае проводится осушка трубопровода воздухом или азотом.

#### **40.7.6 Контроль формы поперечного сечения трубопровода и проведения внутритрубного диагностирования после завершения строительного-монтажных работ**

Контроль формы поперечного сечения трубопровода должен быть проведен после испытаний и очистки полости с целью выявления и ликвидации перед сдачей трубопровода в эксплуатацию нарушений геометрических размеров внутренней полости, недопустимых отклонений профиля от окружности, допущенных в процессе строительного-монтажных работ, и предотвращения повреждений внутритрубного инспекционного прибора при последующем проведении диагностических работ в процессе эксплуатации.

Контроль формы поперечного сечения должен проводиться отдельными участками, протяженность которых определяется в ППР, согласованном с Заказчиком. Участки трубопроводов должны быть оснащены постоянными или временными камерами пуска и приема СОД.

Контроль геометрических параметров участков линейной части трубопроводов протяженностью более 1000 м должен проводиться путем пропуска профилемера после засыпки трубопровода после полного завершения всех СМР.

Контроль геометрических параметров участков линейной части трубопроводов протяженностью от 100 до 1000 м должен проводиться путем пропуска калибровочного устройства по трубопроводу, уложенному в траншею, после его засыпки.

Контроль геометрических параметров участков линейной части трубопроводов протяженностью менее 100 м должен проводиться по результатам пооперационного контроля.

Контроль геометрических параметров переходов трубопровода через водные преграды, вне зависимости от их протяженности, должен проводиться путем пропуска профилемера:

– для переходов, выполненных траншейным методом – после засыпки трубопровода;

– для переходов, выполненных методом наклонно-направленного бурения или другим закрытым способом – после завершения протаскивания.

Если подводный переход входит в состав линейной части трубопровода при условии одновременного строительства линейной части и подводного перехода,

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								165
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			



допускается проводить внутритрубное диагностирование в составе участка линейной части.

Для подготовки участков трубопровода к профилометрии должны быть выполнены следующие операции:

- участки должны быть оснащены постоянными или временными камерами пуска и приема СОД;
- линейная трубопроводная арматура по трассе участков трубопровода должна быть полностью открыта;
- должно быть установлено компрессорное или насосное оборудование, обеспечивающее паспортную скорость движения очистных устройств (скребков) и профилемера;
- для контроля движения СОД над осью трубопровода должны быть установлены маркерные пункты с шагом не более 500 м, при этом верхняя образующая трубопровода в месте расположения маркерного пункта должна быть на глубине не более 1,5 м (при большей глубине залегания трубопровода должна быть обеспечена требуемая глубина путем изготовления шурфа).

Маркерные пункты должны быть обозначены на местности опознавательными знаками, местоположение которых должно быть неизменным.

На переходах через водные преграды маркерные пункты должны устанавливаться на границах русловой части переходов.

На оси трассы переходов через автомобильные и железные дороги должно быть установлено два постоянных маркерных пункта, расположенных на обеих сторонах дороги. Маркерные пункты должны располагаться на расстоянии от 50 до 100 м от подошвы откоса насыпи.

Каждый маркерный пункт должен быть привязан к постоянным ориентирам – опорам линий электропередачи, запорной арматуре, контрольно-измерительным колонкам.

Должна быть проведена калибровка участка трубопровода путем пропуска скребка-калибра, прохождение которого гарантирует прохождение профилемера без застревания и повреждения.

Пропуск калибровочных, очистных устройств и профилемера должен контролироваться на маркерных пунктах бригадами сопровождения, регистрирующими с помощью внешних приборов сопровождения время прохождения СОД маркерных пунктов, что необходимо для привязки диагностической информации к конкретным точкам трассы трубопровода.

После пропуска профилемера с целью уточнения типа и параметров дефектов, обнаруженных по результатам контроля профилемером, а также проверки наличия в местах нарушения формы механических повреждений металла трубы должно производиться локальное вскрытие трубопровода и дополнительный дефектоскопический контроль.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								166
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

Разбраковка дефектов геометрической формы, выявленных профилометрией и уточненных по типам и размерам после дополнительного дефектоскопического контроля, должна производиться с учетом следующих критериев:

- овальность трубопровода должна соответствовать требованиям Заказчика и не должна превышать значения, регламентированного техническими условиями на трубы;

- местные перегибы, гофры и вмятины глубиной более 6 мм не допускаются. Критерии разбраковки дефектов геометрии устанавливаются Заказчиком.

На основании результатов профилометрии и дефектоскопического контроля должны быть устранены все обнаруженные недопустимые дефекты формы трубопровода.

Калибровка трубопровода считается законченной, если калибровочный диск/пластина не поврежден или анализ полученных повреждений не свидетельствует о контакте с дефектами геометрии трубы контролируемого сечения.

Для определения внутренних дефектов труб и сварных соединений после испытаний, перед монтажом захлестов (сваркой с остальной плетью трубопровода), по трубопроводу необходимо пропустить внутритрубные инспекционные приборы (внутритрубная диагностика) на следующих участках:

- участки подводных переходов через крупные водные преграды (шириной по зеркалу воды в межень свыше 25 м), водные преграды, выполненные бестраншейными методами после протаскивания/укладки, но до засыпки (для переходов, выполненных открытой прокладкой);

- участки переходов через железную дорогу и автомобильные дороги федерального значения.

#### 40.7.7 Осушка трубопровода

Для проведения осушки полости трубопровода предусмотрена продувка предварительно осушенным газообразным агентом (воздухом, азотом).

В процессе осушки полости участков линейной части трубопровода периодически пропускают пенополиуретановые поршни низкой плотности без покрытия в целях впитывания остаточной влаги и ее распределения по внутренней поверхности труб.

Осушку полости выполняют до достижения на выходе температуры точки росы минус 20 °С при атмосферном давлении.

Контроль влагосодержания воздуха на выходе из осушаемого путем продувки трубопровода осуществляют с периодичностью не реже чем через каждые 30 мин с помощью портативного гигрометра с потоковым датчиком.

#### 40.7.8 Внутритрубная диагностика трубопровода при вводе в эксплуатацию

Для определения внутренних дефектов труб и сварных соединений при вводе трубопровода в эксплуатацию необходимо выполнить внутритрубное техническое диагностирование (ВТД) всего этиленопровода между стационарными камерами запуска и приема СОД – пропустить внутритрубный инспекционный прибор (ВИП).

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	00051354							Лист
										167
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

Предпусковая ВТД проводится в составе воздушной среды согласно Протокола совещания комиссии ПАО «Нижнекамскнефтехим» от 18.09.2024, со скоростью в допустимом (в соответствии с техническими характеристиками ВИП) диапазоне.

Строительная организация должна обеспечивать устранение недопустимых дефектов, выявленных по результатам ВТД, в объемах, установленных техническим отчетом по внутритрубной диагностике.

#### 40.7.9 Заполнение трубопровода азотом

Осушенную и полностью смонтированную полость трубопровода или его участка заполняют азотом с объемной концентрацией не менее 98 % (при этом концентрация кислорода должна быть не более 1 %) с температурой точки росы не выше минус 20 °С до избыточного давления не менее 0,4 МПа с целью консервации на период до ввода трубопровода в эксплуатацию и исключения образования газо-воздушной смеси опасной концентрации во время заполнения трубопровода этиленом.

После заполнения сухим азотом следует устанавливать соответствующие предупреждающие таблички «Внимание! Трубопровод заполнен азотом» на ограждениях крановых узлов и в других местах возможного доступа людей к полости трубопровода.

Работы по заполнению полости трубопроводов азотом следует проводить с учетом положений раздела 6 ГОСТ 9293-74 и обеспечением необходимых требований безопасности к выполнению газоопасных работ.

#### 40.8 Комплексное опробование трубопровода при вводе в эксплуатацию

По завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность осуществляется комплексное опробование магистрального трубопровода в соответствии с утвержденной программой комплексного опробования согласно п.77 и 78 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 11.12.2020 № 517. Заполнение линейной части магистрального трубопровода углеводородами (этиленом) и его работу после заполнения в течение 72 часов считают комплексным опробованием линейного сооружения ОПО МТ.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	00051354																	Лист	
																				168	
																			<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>		Лист
																					168
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата														

#### 41 СВЕДЕНИЯ О НАГРУЗКАХ И ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ТРУБОПРОВОД

Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания должны приниматься в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 и СП 20.13330.2016.

При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации.

На подземный магистральный трубопровод, согласно табл. 14 СП 36.13330.2012, действуют постоянные, временные длительные и кратковременные нагрузки и воздействия.

Постоянные нагрузки и воздействия:

- масса (собственный вес) трубопровода и обустройств;
- воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.);
- давление (вес) грунта;
- гидростатическое давление воды.

Временные длительные нагрузки и воздействия:

- внутреннее давление;
- масса продукта или воды (при гидравлических испытаниях);
- температурные воздействия;
- воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры.

Кратковременные нагрузки и воздействия:

- нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств;
- нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопровода.

Согласно п. 9.4.1 СП 36.13330.2012 сейсмическое воздействие при проектировании подземного магистрального трубопровода не учитывается, так как интенсивность землетрясений менее 8 баллов.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	00051354																	Лист	
																				169	
																			<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>		Лист
																					169
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата														

## 42 СВЕДЕНИЯ О ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ СОЧЕТАНИЯХ НАГРУЗОК

Расчетная схема трубопровода определяется характером нагрузки, на которую рассчитывается трубопровод. В процессе нагружения трубопровода при его перемещениях ряд связей исключается из работы, могут создаваться новые связи (скачкообразно или плавно), изменяются величины и направления нагрузок, что определяется конструктивной нелинейностью сооружения. Для предотвращения недопустимых пластических деформаций производится ограничение максимальных напряжений, включая балочные изгибные напряжения.

В расчете трубопровода учитывается неблагоприятное сочетание нагрузок. Эти нагрузки устанавливаются из анализа реальных вариантов одновременного действия различных нагрузок для рассматриваемой стадии работы трубопровода.

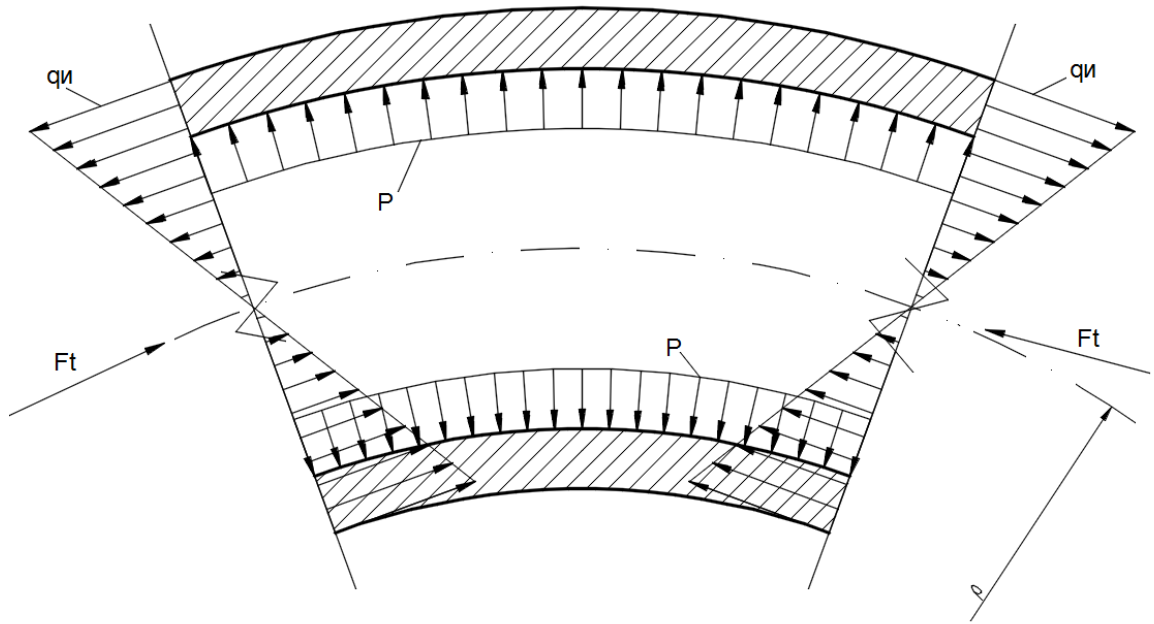
Согласно СП 36.13330.2012 при проверке на прочность для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются от расчётных нагрузок – внутреннего давления и температурного перепада.

При проверке на деформативность (отсутствие недопустимых пластических деформаций) максимальные суммарные продольные напряжения определены от всех (с учётом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий. Для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные напряжения определяются от следующих нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба.

Трубопровод прокладывается подземно, в связи с чем ветровые, снеговые нагрузки, а также нагрузка от обледенения не учитывается. При расчете не учитывались воздействия от сейсмических нагрузок, так как интенсивность землетрясений менее 8 баллов.

Схема сочетания нагрузок приведена на рисунке 42.1.

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.	00051354				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>					Лист
					170



Условные обозначения

$P$  – внутреннее давление, МПа;  $q_i$  – нагрузка от упругого изгиба, МПа;

$F_t$  – усилие от температурных воздействий, МН;  $\rho$  – радиус упругого изгиба, м

Рисунок 42.1 – Схема сочетания нагрузок

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Лист  
171

### 43 СВЕДЕНИЯ О ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТАХ НАДЕЖНОСТИ ПО МАТЕРИАЛУ, НАЗНАЧЕНИЮ ТРУБОПРОВОДА, НАГРУЗКЕ, ГРУНТУ И ДРУГИМ ПАРАМЕТРАМ

Приняты следующие коэффициенты для расчета проектируемого трубопровода на прочность и устойчивость:

$m = 0,66$  – коэффициент условий работы для трубопроводов категории «В», принимается по табл. 1 СП 36.13330.2012;

$m = 0,825$  – коэффициент условий работы для трубопроводов категории «I», принимается по табл. 1 СП 36.13330.2012;

$k_1 = 1,47$  – коэффициент надежности по материалу для сварных труб, изготовленных электроконтактной сваркой токами высокой частоты, подвергнутых 100 % контролю сварных швов, принимается по табл. 10 СП 36.13330.2012;

$k_2 = 1,15$  – коэффициент надежности по материалу для сварных труб с отношением нормативного сопротивления сжатию к растяжению металла труб до 0,8, принимается по табл. 11 СП 36.13330.2012;

$k_H = 1,1$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимается по табл. 12 СП 36.13330.2012;

$n = 1,1 (0,95)$  – коэффициент надежности по нагрузке от массы (собственного веса) трубопровода, принимается по табл. 14 СП 36.13330.2012;

$n = 1 (0,9)$  – коэффициент надежности по нагрузке от воздействия предварительного напряжения трубопровода (упругого изгиба и др.), принимается по табл. 14 СП 36.13330.2012;

$n = 1,2 (0,8)$  – коэффициент надежности по нагрузке от давления (веса) грунта, принимается по табл. 14 СП 36.13330.2012;

$n = 1,1$  – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления, принимается по табл. 14 СП 36.13330.2012;

$n = 1 (0,95)$  – коэффициент надежности по нагрузке от массы перекачиваемого продукта или воды (при гидравлических испытаниях), принимается по табл. 14 СП 36.13330.2012;

$n = 1$  – коэффициент надежности по нагрузке от температурных воздействий, принимается по табл. 14 СП 36.13330.2012;

$n = 1,5$  – коэффициент надежности по нагрузке от воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры, принимается по табл. 14 СП 36.13330.2012;

$n = 1,2$  – коэффициент надежности по нагрузкам и воздействиям, возникающим при пропуске очистных устройств, принимается по табл. 14 СП 36.13330.2012;

$n = 1$  – коэффициент надежности по нагрузкам и воздействиям, возникающим при испытании трубопроводов, принимается по табл. 14 СП 36.13330.2012.

В скобках указаны значения коэффициентов надежности по нагрузке при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

							НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			172

других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции, согласно примечанию 2 к таблице 14 СП 36.13330.2012.

Инв. № подл. 00051354	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 173
			<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		



#### 44 ОСНОВНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТАЛИ ТРУБ, ПРИНЯТЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Предусмотренные проектом трубы и соединительные детали должны соответствовать требованиям раздела 17 СП 36.13330.2012, НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1.

Для линейной части подземного магистрального этиленопровода на участках открытой прокладки и участках закрытой прокладки методом ГШБ приняты трубы с наружным диаметром 273 мм из стали класса прочности не менее К52. Для обвязки крановых узлов и узлов запуска и приема СОД приняты трубы с наружными диаметрами 159 мм, 108 мм, 57 мм и менее из стали класса прочности не менее К48.

Для переходов методом ННБ, относящимся к участкам трубопровода категории «В» принимаются трубы 273×10 мм из стали класса прочности не менее К52.

Для переходов методом ННБ с повышенным напряженно-деформированным состоянием, относящимся к участкам трубопровода категории «В» принимаются трубы 273×10 мм из стали класса прочности не менее К56.

Для переходов методом ННБ, относящимся к участкам трубопровода категории «I» принимаются трубы 273×8 мм из стали класса прочности не менее К52.

Механические свойства основного металла сварных труб класса прочности К56 должны соответствовать следующим значениям в соответствии с ГОСТ 31447-2012:

- временное сопротивление  $\sigma_b$  – не менее 550 Н/мм<sup>2</sup> (МПа);
- предел текучести  $\sigma_T$  – не менее 410 Н/мм<sup>2</sup> (МПа).

Механические свойства основного металла сварных труб класса прочности К52 должны соответствовать следующим значениям в соответствии с ГОСТ 31447-2012:

- временное сопротивление  $\sigma_b$  – не менее 510 Н/мм<sup>2</sup> (МПа);
- предел текучести  $\sigma_T$  – не менее 355 Н/мм<sup>2</sup> (МПа).

Механические свойства основного металла бесшовных труб класса прочности К48 должны соответствовать следующим значениям в соответствии с ГОСТ 32528-2013:

- временное сопротивление  $\sigma_b$  – не менее 470 Н/мм<sup>2</sup> (МПа);
- предел текучести  $\sigma_T$  – не менее 265 Н/мм<sup>2</sup> (МПа).

Отношение предела текучести к временному сопротивлению разрыву металла труб должно быть не более 0,9 для стали класса прочности К52, К56 и не более 0,87 для стали класса прочности К48 согласно п. 17.1.6 СП 36.13330.2012.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб приняты равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести и составляют  $R_1'' = 550$  МПа;  $R_2'' = 410$  МПа для труб класса прочности К56,  $R_1'' = 510$  МПа;  $R_2'' = 355$  МПа для труб класса прочности К52 и  $R_1'' = 470$  МПа;  $R_2'' = 265$  МПа для труб класса прочности К48.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.	00051354							Лист
										174
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию)  $R_1$  и  $R_2$  определяются по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (44.1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_n} \quad (44.2)$$

Результаты расчета характеристик материала труб приведены в таблице 44.1.

Таблица 44.1 – Результаты расчета характеристик материала труб

Параметр	DN					
	250 сталь, К56 кат. В (m=0,66)	250 сталь, К52 кат. В (m=0,66)	250 сталь, К52 кат. I (m=0,825)	150 сталь, К48 кат. В (m=0,66)	100 сталь, К48 кат. В (m=0,66)	50 сталь, К48 кат. В (m=0,66)
Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) $R_1$ , МПа	224,49	208,16	260,2	181,94	181,94	181,94
Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) $R_2$ , МПа	213,91	185,22	231,52	144,55	144,55	144,55

Относительное удлинение металла труб на пятикратных образцах должно быть не менее 20 % согласно п. 17.1.7 СП 36.13330.2012.

Основные физические характеристики стали для труб приняты по п. 12.1.3 СП 36.13330.2012 и представлены в таблице 44.2.

Таблица 44.2 – Основные физические характеристики стали для труб

Физическая характеристика и обозначение стали	Значение
Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	7850
Модуль упругости $E$ , МПа	206 000
Коэффициент линейного расширения $\alpha$ , град <sup>-1</sup>	0,000012
Коэффициент поперечной деформации Пуассона $\mu$	0,3

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								175
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

## 45 ОБОСНОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ГАБАРИТНЫМ РАЗМЕРАМ ТРУБ, ДОПУСТИМЫМ ОТКЛОНЕНИЯМ НАРУЖНОГО ДИАМЕТРА, ОВАЛЬНОСТИ, КРИВИЗНЫ, РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ, ПОДТВЕРЖДАЮЩИЕ ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ ТРУБОПРОВОДА

### 45.1 Требования к трубам и соединительным деталям

Предусмотренные проектом трубы и соединительные детали должны соответствовать требованиям раздела 17 СП 36.13330.2012, НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1.

Выбор параметров металла труб и соединительных деталей осуществлен с учетом рабочего давления, диаметра, способа прокладки трубопровода, коррозионной активности транспортируемой среды, сейсмичности участка, климатических условий района строительства, прочих нагрузок.

Предусмотренные в проекте трубы и соединительные детали рассчитаны на рабочее давление 9,8 МПа.

Все используемые трубы принимаются по ГОСТ или Техническим условиям Заводов-изготовителей, соответствующих требованиям СП 36.13330.2012. Трубы DN 250 принимаются сварными прямошовными в соответствии с п. 28.9.7 Задания № 2 на разработку проектной документации. Трубы DN 150, DN 100, DN 50 принимаются бесшовными.

Номенклатура предусмотренных для применения труб и область их применения приведены в таблице 45.1.

Таблица 45.1 – Номенклатура предусмотренных для применения труб и область их применения

Труба Д <sub>н</sub> × δ <sub>н</sub> , мм	Тип труб	Антикоррозионная изоляция	Область применения
273×10	Сварные прямошовные класса прочности не менее K52	Заводское трехслойное защитное покрытие усиленного типа конструкции № 1 по ГОСТ Р 51164-98 толщиной не менее 2 мм	Линейная часть категории «В» на участках: – открытой прокладки; – закрытой прокладки методом ГШБ; – закрытой прокладки методом ННБ; – подземные обвязочные трубопроводы
273×10	Сварные прямошовные класса прочности не менее K56	Заводское трехслойное защитное покрытие усиленного типа конструкции № 1 по ГОСТ Р 51164-98 толщиной не менее 2 мм	Линейная часть категории «В» на участках закрытой прокладки методом ННБ, с повышенным напряженно-деформированным состоянием
273×10	Сварные прямошовные класса прочности не менее K52	Лакокрасочное покрытие трассового нанесения	Надземные обвязочные трубопроводы

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			176

Труба Д <sub>н</sub> × δ <sub>н</sub> , мм	Тип труб	Антикоррозионная изоляция	Область применения
273×8	Сварные прямошовные класса прочности не менее К52	Заводское трехслойное защитное покрытие усиленного типа конструкции № 1 по ГОСТ Р 51164-98 толщиной не менее 2 мм	Линейная часть категории «I» на участках: – открытой прокладки; – закрытой прокладки методом ГШБ; – закрытой прокладки методом ННБ; – подземные обвязочные трубопроводы
159×7	Бесшовные класса прочности не менее К48	Заводское трехслойное защитное покрытие усиленного типа конструкции № 1 по ГОСТ Р 51164-98 толщиной не менее 2 мм	Подземные обвязочные трубопроводы
159×7	Бесшовные класса прочности не менее К48	Лакокрасочное покрытие трассового нанесения	Наземные обвязочные трубопроводы
108×6	Бесшовные класса прочности не менее К48	Заводское трехслойное защитное покрытие усиленного типа конструкции № 1 по ГОСТ Р 51164-98 толщиной не менее 2 мм	Подземные обвязочные трубопроводы
108×6	Бесшовные класса прочности не менее К48	Лакокрасочное покрытие трассового нанесения	Наземные обвязочные трубопроводы
57×5	Бесшовные класса прочности не менее К48	Заводское трехслойное защитное покрытие усиленного типа конструкции № 1 по ГОСТ Р 51164-98 толщиной не менее 2 мм	Подземные обвязочные трубопроводы
57×5	Бесшовные класса прочности не менее К48	Лакокрасочное покрытие трассового нанесения	Наземные обвязочные трубопроводы

Для этиленопровода применяются следующие конструкции соединительных деталей:

- отводы крутоизогнутые (ОК)  $R = 1,5 DN$ ,
- отводы горячегнутые (ОГ)  $R = 5 DN$ ;
- отводы холодного гнутья (ГО)  $R \geq 40 D_n$ ;
- тройники равнопроходные, переходные, с решетками;
- переходы конические концентрические и эксцентрические;
- заглушки, днища эллиптические;
- переходные кольца (при необходимости).

Класс прочности СДТ DN 250 – не менее К52.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

Класс прочности СДТ менее DN 250 – не менее K48.

Отводы гнутые линейной части магистрального этиленопровода принимаются радиусом изгиба не менее 5 DN для возможности пропуска внутритрубных устройств.

Все тройники DN 250, по которым возможен пропуск ВТУ, должны быть с решетками для исключения попадания ВТУ в ответвления, если номинальный диаметр ответвлений составляет свыше 0,3 номинального диаметра основного трубопровода.

#### 45.2 Требования к допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны

Согласно п. 17.1.3 СП 36.13330.2012 отклонения от номинальных размеров наружных диаметров торцов труб на длине не менее 200 мм не должны превышать для труб номинальным диаметром до DN 800 включительно, величин, приведенных в соответствующих стандартах, по которым допускается применение труб для магистральных трубопроводов.

Овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметром в одном сечении к номинальному диаметру) не должна превышать 1 %.

Согласно п. 17.1.4 СП 36.13330.2012 общая кривизна труб всех конструкций не должна быть более 0,2 % длины трубы.

Согласно п. 17.1.7 СП 36.13330.2012 относительное удлинение металла труб на пятикратных образцах должно быть не менее 20 % для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву до 590 МПа включительно.

Согласно п. 17.1.12 СП 36.13330.2012 концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь разделку кромок под сварку. Форма разделки кромок определяется действующими стандартами. Косина реза торцов труб должна быть не более 2 мм.

#### 45.3 Расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода

Расчет трубопровода выполнен на основании раздела 12 СП 36.13330.2012.

Результаты расчета толщины стенки труб приведены в таблице 45.2.

Таблица 45.2 – Результаты расчета толщины стенки труб

Параметр	DN					
	250 сталь, K56 кат. В (m=0,66)	250 сталь, K52 кат. В (m=0,66)	250 сталь, K52 кат. I (m=0,825)	150 сталь, K48 кат. В (m=0,66)	100 сталь, K48 кат. В (m=0,66)	50 сталь, K48 кат. В (m=0,66)
Расчетная толщина стенки, мм, по формуле (10) СП 36.13330.2012	6,3	6,8	5,5	4,5	3,1	1,6
Минимальная толщина стенки по условию 1/100 DN, мм, согласно п. 12.3 СП 36.13330.2012	2,5	2,5	2,5	1,5	1,0	0,5

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

Параметр	DN					
	250 сталь, К56 кат. В (m=0,66)	250 сталь, К52 кат. В (m=0,66)	250 сталь, К52 кат. I (m=0,825)	150 сталь, К48 кат. В (m=0,66)	100 сталь, К48 кат. В (m=0,66)	50 сталь, К48 кат. В (m=0,66)
Минимальная толщина стенки по диаметру, мм, согласно п. 12.3 СП 36.13330.2012	4,0	4,0	4,0	3,0	3,0	3,0
Минимальная толщина стенки с учетом прибавки на коррозию, мм,	8,3	8,8	7,5	6,5	5,1	5,0
Минимальная толщина стенки по сортаменту, мм (за аналог принят ГОСТ 31447-2012; ГОСТ 32528-2013 для DN 150 – DN 15)	4,0	4,0	4,0	4,5	4,0	3,0
Минимальная толщина стенки, мм, по НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1	10,0	10,0	8,0	-	-	-
Принятая номинальная толщина стенки, мм	10,0	10,0	8,0	7,0	6,0	5,0

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Индв. № подл.	00051354				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Лист

179

#### 46 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ КЛАССОВ И МАРОК БЕТОНА И СТАЛИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ, РЕКОНСТРУКЦИИ, КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Для строительства этиленопровода принимаются сварные и бесшовные трубы. Описание труб, сортамента труб и характеристик стали приведены в разделах 44 и 45 настоящего тома.

Описание конструктива стальных, бетонных и железобетонных конструкций, используемых в строительных конструкциях, приведены в томе НКНХ.5273-ПД-ИЛО.КР1 раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта, подраздел 3. Конструктивные решения, часть 1. Текстовая часть, том 4.3.1, инв. № 00053826.

Инв. № подл. 00051354	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 180
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1	

#### 47 ОПИСАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПО УКРЕПЛЕНИЮ ОСНОВАНИЙ И УСИЛЕНИЮ КОНСТРУКЦИЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ТРАССЕ С КРУТИЗНОЙ СКЛОНОВ БОЛЕЕ 15 ГРАДУСОВ

Пересечение водных преград и оврагов с наиболее крутыми склонами выполнено методом ННБ без нарушения растительного покрова склонов, разработки подводных траншей.

Остальные водные преграды и овраги пересекаются открытым способом со срезкой поверхности склонов до угла 10°.

Основные технические решения по срезке склонов и инженерной защите трубопровода приведены в томе НКНХ.5273-ПД-ТКР3 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 3. Инженерная защита линейной части этиленопровода, том 3.3, инв. № 00055905.

Инв. № подл.	00051354	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										181
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1				



## 48 ОБОСНОВАНИЕ ГЛУБИНЫ ЗАЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА НА ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКАХ

Минимальная глубина заложения проектируемого этиленопровода принята в соответствии с требованиями НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1 – не менее 1,0 м до верха проектируемого трубопровода.

В соответствии с требованиями НКНХ.5273-ПД-ОБОПО, НКНХ.5273-ПД-НТС, НКНХ.5273-ПД-РР1 на участках магистрального этиленопровода на территории КС, на территории населенного пункта, в сближении с населенным пунктом и в пределах полос воздушных подходов к аэродромам минимальное заглубление до верха трубопровода принято не менее 1,2 м.

На участках пучинистых грунтов для исключения возможности возникновения деформаций трубопровода, вызванного потерей устойчивости под действием сил морозного выпучивания, прокладка трубопровода осуществляется ниже глубины промерзания грунта.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа. Заглубление также должно быть не менее 6 диаметров бурового канала при переходах методом ННБ (п. 7.3.3.2 СП 341.1325800.2017).

Заглубление участка трубопровода, прокладываемого под железной дороги общей сети, должно быть не менее 3 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 1,5 м от дна кювета, лотка или дренажа (п. 10.3.4 СП 36.13330.2012, п. 7.1.9 СП 227.1326000.2014). Заглубление также должно быть не менее 6 диаметров бурового канала при переходе методом ННБ (п. 7.3.3.2 СП 341.1325800.2017).

На участках пересечения с малыми и средними водотоками открытым способом – глубина заложения трубопровода принималась на основании требований п. 10.2.4 СП 36.13330.2012 – проектная отметка верха забалластированного трубопровода при проектировании перехода через водную преграду должна назначаться не менее чем на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, определяемого на основании инженерных изысканий, с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

Глубина заложения проектируемого продуктопровода на участках пересечения с инженерными коммуникациями принята на основании требований нормативно-технической документации и технических условий владельцев коммуникаций.

Взам. инв. №							
	Подп. и дата						
Инв. № подл.		00051354					
	Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>
						182	

**49 ОПИСАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДА ПО ОБВОДНЕННЫМ УЧАСТКАМ, НА УЧАСТКАХ БОЛОТ, НА УЧАСТКАХ С ВЫСОКИМ УРОВНЕМ ГРУНТОВЫХ ВОД И ДОЛГОСРОЧНЫМ ПОДТОПЛЕНИЕМ ПАВОДКОВЫМИ ВОДАМИ, УЧАСТКАХ, ГДЕ НАБЛЮДАЮТСЯ ОСЫПИ, ОПОЛЗНИ, УЧАСТКАХ, ПОДВЕРЖЕННЫХ ЭРОЗИИ, ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ КРУТЫХ СКЛОНОВ, ПРОМОИН, А ТАКЖЕ ПРИ ПЕРЕХОДЕ МАЛЫХ И СРЕДНИХ РЕК**

Пересечения этиленопровода водных преград приведено в разделе 38 настоящего тома.

Основные технические решения по берегоукреплению и инженерной защите трубопровода приведены в томе НКНХ.5273-ПД-ТКР3 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 3. Инженерная защита линейной части этиленопровода, том 3.3, инв. № 00055905.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Инв. № подл. 00051354	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
									183
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									

## 50 ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ БАЛЛАСТИРОВКИ ТРУБЫ ТРУБОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ, ПРЕПЯТСТВУЮЩИХ ВСПЛЫТИЮ ТРУБОПРОВОДА

Балластировка трубопровода с помощью утяжелителей выполняется для обеспечения устойчивого положения трубопровода на проектных отметках при его прокладке на подводных переходах, заболоченных или обводненных участках.

Определение устойчивости положения (против всплытия) трубопровода на указанных участках трассы производится в соответствии с требованиями п. 12.4.6 СП 36.13330.2012.

Шаг расстановки утяжелителей принимается по результатам расчета устойчивости положения трубопровода против всплытия, но не более 25 м.

С учетом номенклатуры утяжелителей, выпускаемых для трубопроводов диаметром 273 мм, проектом предусматриваются следующие типы утяжелителей:

- на русловых участках подводных переходов, выполняемых открытым способом (в пределах участка подводно-технических работ), а также на переходах болот с мощностью торфа, превышающей глубину траншеи – кольцевые чугунные утяжелители типа ЧБУ-273 ГОСТ Р 57992-2017, УЧК-273 ТУ 26-0401-725-86 или эквивалентные;

- на пойменных участках, неглубоких болотах, заболоченных и подтапливаемых участках – контейнеры текстильные КТ-300 по ТУ 102-588-91 или эквивалентные.

### 50.1 Утяжелитель кольцевой чугунный

Утяжелитель кольцевой чугунный состоит из двух чугунных полугрузов, имеющих форму полуколец, и крепежных изделий для соединения полугрузов при сборке на трубопроводе. Технические характеристики кольцевых чугунных утяжелителей ЧБУ-273 приняты в соответствии с ГОСТ Р 57992-2017.

Масса полугруза – 100 кг.

Длина полугруза – 450 мм.

Для футеровки трубопровода с целью защиты изоляции от повреждений совместно с кольцевыми утяжелителями проектом предусмотрены коврики уплотнительные по ТУ 22.29.29-008-62027848-2018 или эквивалентные.

Принятый в проекте шаг при расстановке кольцевых чугунных утяжелителей ЧБУ-273 составляет:

- для участков труб 273x10 мм на русловых участках переходов через реки и на болотах – 25 м;
- для участков труб 273x8 мм на русловых участках переходов через реки – 9 м;
- для участков труб 273x8 мм на болотах – 12 м.

Монтаж утяжелителей кольцевых на трубопровод осуществляется до протаскивания трубопровода в траншею. На трубопровод монтируется футеровка. Раскладываются полугрузы, на них опускается футерованный трубопровод,

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								184
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата			

устанавливаются полугрузы поверх рубопровода. После чего верхние и нижние полугрузы соединяются крепежными изделиями.

### 50.2 Контейнер текстильный

Контейнер текстильный типа КТ содержит две соединенные налагаемой на трубопровод связью и заполненные грунтом мягкие емкости, каждая из которых имеет загрузочный рукав и пары грузоподъемных и дополнительных петель. Технические характеристики контейнеров текстильных КТ-300 приняты в соответствии с ТУ 102-588-91 или эквивалентными.

Масса контейнера текстильного КТ-300, заполненного насыпным грунтом составляет 0,7 т (при плотности насыпного грунта 1500 кг/м<sup>3</sup>).

Длина контейнера текстильного КТ-300, смонтированного на трубопровод, составляет 1000 мм.

Принятый в проекте шаг при расстановке контейнеров текстильных КТ-300 составляет:

- для участков труб 273x10 мм – 25 м;
- для участков труб 273x8 мм – 25 м.

Контейнер текстильный КТ заполняется минеральным грунтом на трассе или в карьере до монтажа на трубопровод. Минеральный грунт должен содержать включения размером не более 50 мм. В зимнее время следует не допускать смерзания грунта в текстильном контейнере и примерзания контейнеров к земле.

В случае, если на момент монтажа текстильных контейнеров на трубопровод траншея обводнена более чем на 0,5 диаметра трубопровода, предусматривается водоотведение.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инд. № подл.	00051354	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
										185
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>										

## 51 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБРАННЫХ МЕСТ УСТАНОВКИ СИГНАЛЬНЫХ ЗНАКОВ НА БЕРЕГАХ ВОДОЕМОВ, ЛЕСОСПЛАВНЫХ РЕК И ДРУГИХ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ

Места пересечения трубопроводов с судоходными и сплавными реками, а также каналами обозначаются на берегах сигнальными знаками. Сигнальные знаки устанавливаются предприятием трубопроводного транспорта, по согласованию с бассейновыми управлениями водного пути (управлениями каналов) и вносятся последними в перечень судоходной обстановки и в лоцманские карты; трассы морских трубопроводов указываются в Извещениях мореплавателям и наносятся на морские карты.

В настоящем проекте установка сигнальных знаков по трассе проектируемого трубопровода предусмотрена на обоих берегах судоходной р. Кама, а также р. Зай и р. Прось, которые могут быть использованы в качестве водного сообщения для малогабаритных плавательных средств. Государственным стандартом для обозначения опасной зоны подводного перехода предусматривается установка запрещающего знака «Якоря не бросать!».

Щиты знака «Якоря не бросать!» плоские, круглые. На магистральных реках устанавливаются щиты размером 150 см. Поле щита – белое, символ «Якоря» – черный, окантовка щита и диагональная полоса, перечеркивающая символ, – красные. Расстояние от низа щита до поверхности земли определится с учетом уровня ГВВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инва. № подл.	00051354	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
										186
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>										

## 52 СВЕДЕНИЯ О СПОСОБАХ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Пересечения этиленопровода естественных и искусственных преград осуществляется открытым и закрытым (ННБ, ГШБ) способами. Описание решений по пересечениям приведено в разделе 38 настоящего тома.

Подробное описание решений, принятых в настоящем проекте по закрытым переходам, выполняемым методом наклонно-направленного бурения приведены в томе НКНХ.5273-ПД-ТКР2 раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 2. Переходы через естественные и искусственные препятствия методом ННБ, том 3.2 инв. № 00051356.

Инв. № подл. 00051354	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 187
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1	

### 53 ТОЧКИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА

#### 53.1 Подключение вновь прокладываемого магистрального этиленопровода DN 250 в действующий подводящий этиленопровод DN 150 от Нижнекамской КС до существующего УЗОУ.

Началом трассы вновь прокладываемого (проектируемого) магистрального этиленопровода DN 250 является точка подключения в действующий надземный подводящий этиленопровод DN 150 от охладителей этилена компрессорной станции в существующий УЗОУ I системы в соответствии с приложением 1 ТУ на подключение выданных ООО «УЭТП-НКНХ». Координата точки подключения трубопровода в действующий этиленопровод в системе координат МСК-16 зона 1: X=452254.325, Y=2295984.330.

Наряду с основной трубой на площадке существующего УЗОУ предусмотрено подключение проектируемой азотной линии DN 50 камеры СОД в существующую надземную азотную линию DN 80. В соответствии с приложением 1 ТУ на подключение координата точки подключения азотной линии в системе координат МСК-16 зона 1: X=452255.372, Y=2295985.240.

Подключение к действующему этиленопроводу осуществляется с остановкой перекачки продукта.

До начала строительных работ необходимо получить письменное разрешение на производство работ у службы эксплуатации. Все работы необходимо выполнять в присутствии представителей службы эксплуатации. Производство работ без разрешения и по разрешению срок которого истек, категорически запрещается.

Сварные стыки, соединяющие устанавливаемые тройники, существующие трубы и проектируемые трубы являются гарантийными стыками. Гарантийные стыки подвергаются контролю визуально-измерительным, ультразвуковым и радиографическим методами. На гарантийные стыки составляются соответствующие акты.

Изоляция сварных стыков тройника после его монтажа предусматривается грунтовкой и эмалью трассового нанесения.

#### 53.2 Подключение вновь прокладываемого этиленопровода DN 250 в действующий подводящий этиленопровод DN 150 от Казанской КС до существующего УПОУ.

Началом трассы вновь прокладываемого (проектируемого) магистрального этиленопровода DN 250 является точка подключения в действующий надземный подводящий этиленопровод DN 150 от охладителя этилена компрессорной станции в существующий УПОУ I системы в соответствии с приложением 2 ТУ на подключение выданных ООО «УЭТП-НКНХ». Координата точки подключения трубопровода в действующий этиленопровод в системе координат МСК-16 зона 2: X= 486947.030, Y= 1296898.962.

Наряду с основной трубой на площадке существующего УПОУ предусмотрено подключение проектируемой азотной линии DN 50 камеры СОД в существующую надземную азотную линию DN 80 и проектируемой факельной линии DN 50 камеры

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										188
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

СОД в существующую факельную линию DN 100. В соответствии с приложением 2 ТУ на подключение координаты точки подключения азотной и факельной линии в системе координат МСК-16 зона 2: X= 486947.025, Y= 1296898.139 и X= 486950.213, Y= 1296897.410 соответственно. Так же на проектируемой площадке УПОУ предусмотрено подключение трубопроводом DN 15 в существующую линию этилена DN 15 на рампу наполнения баллонов.

Подключение к действующему этиленопроводу осуществляется с остановкой перекачки продукта.

До начала строительных работ необходимо получить письменное разрешение на производство работ у службы эксплуатации. Все работы необходимо выполнять в присутствии представителей службы эксплуатации. Производство работ без разрешения и по разрешению срок которого истек, категорически запрещается.

Сварные стыки, соединяющие устанавливаемые тройники, существующие трубы и проектируемые трубы являются гарантийными стыками. Гарантийные стыки подвергаются контролю визуально-измерительным, ультразвуковым, радиографическим и магнитопорошковым методами. На гарантийные стыки составляются соответствующие акты.

Изоляция сварных стыков тройника после его монтажа предусматривается грунтовкой и эмалью трассового нанесения.

Инд. № подл. 00051354	Подп. и дата	Взам. инв. №

						<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
							189
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		



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

### 54.1 Мероприятия по обеспечению условий безопасности процесса. Основные мероприятия по предотвращению аварий и несчастных случаев на производстве

С целью своевременного обнаружения предаварийных ситуаций, связанных с наличием неорганизованных утечек технологических сред и возможностью возникновения опасной загазованности, на территории проектируемого объекта предусмотрена система контроля загазованности.

Контроль загазованности предусмотрен на следующих проектируемых площадках:

- крановые узлы (КУ),
- узлы приема и запуска СОД,
- вытяжные свечи от футляров на переходах этиленопровода через автомобильные и железную дороги.

Для контроля загазованности на площадках КУ и узлов СОД предусматриваются точечные инфракрасные газоанализаторы.

Согласно требованиям ТУ-газ-86 установка газоанализаторов предусматривается во взрывоопасных зонах.

Количество газоанализаторов и расстояние между ними устанавливаются с учетом мест наиболее вероятного выделения горючих газов/паров, но во всех случаях количество газоанализаторов в соответствующей зоне контроля загазованности не менее 2-х шт.

Газоанализаторы располагаются с учетом плотности контролируемых горючих газов/паров на высоте 0,5 м от нулевой отметки.

Для контроля загазованности на вытяжных свечах от футляров на переходах этиленопровода через автомобильные и железную дороги предусматриваются оптоволоконные газоаналитические измерители (сигнализаторы газа), поставляемые комплектно с системой мониторинга протяженных объектов (СМПО). Сигнализатор газа размещается на каждой вытяжной свече из межтрубного пространства защитных футляров этиленопровода.

Для контроля загазованности предусмотрены приборы и средства автоматического непрерывного газового контроля и анализа с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельно допустимых величин (20 %, 50 % нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР)) паров этилена.

Приборы и средства контроля загазованности обеспечивают подачу предупреждающего и аварийного светового и звукового сигналов при 20 % НКПР и 50 % НКПР соответственно.

Для площадок КУ и узлов СОД предусматривается следующий алгоритм выдачи сигналов:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
								190
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

– 100N при 20 % НКПР однократное обнаружение газа - передача предупредительного светозвукового сигнала по месту и диспетчеру магистрального этиленопровода;

– 100N при 50 % НКПР однократное обнаружение газа - передача аварийного светозвукового сигнала по месту и диспетчеру магистрального этиленопровода;

– 200N при 20 % НКПР передача подтвержденного предупредительного светозвукового сигнала диспетчеру магистрального этиленопровода;

– 200N при 50 % НКПР передача подтвержденного аварийного светозвукового сигнала диспетчеру магистрального этиленопровода.

Для вытяжных свечей от футляров на переходах этиленопровода через автомобильные и ж/д дороги предусматривается следующий алгоритм выдачи сигналов:

– 1001 при 20 % НКПР (0,46% об.) однократное обнаружение газа - передача предупредительного светозвукового сигнала диспетчеру магистрального этиленопровода;

– 1001 при 50 % НКПР (1,15% об.) однократное обнаружение газа - передача аварийного светозвукового сигнала диспетчеру магистрального этиленопровода.

Местные устройства светозвуковой сигнализации размещаются на площадках КУ и узлов СОД с учетом обеспечения видимости, слышимости сигнала для персонала на защищаемом участке и доступности для обслуживания.

Местные устройства звуковой и световой сигнализации загазованности располагаются на высоте 2,0 м от нулевой отметки у входа на площадку.

Алгоритм передачи сигналов по системе загазованности приведен в документе: НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2-БТР-0001, раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 1 Магистральный продуктопровод, книга 2 Графическая часть, том 3.1.2, Инв. № 00051355.

Планы расположения газоанализаторов и устройств светозвукового оповещения приведены в документе НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2, раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 1 Магистральный продуктопровод, книга 2 Графическая часть, том 3.1.2, Инв. № 00051355.

### 54.2 Классификация взрывоопасных зон

Классификация взрывоопасных зон выполнена на основании Федерального закона № 123-ФЗ от 22 июля 2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27 декабря 2018 года)» и в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.10-1-2022.

Классификация территории объекта по взрывопожароопасности приведена в таблице 12.1.

Изм. № подл.	00051354	Взам. инв. №
		Подп. и дата

						<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
							191
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		

Таблица 12.1 – Классификация площадок объекта по взрывопожароопасности

Наименование площадки	Классификация взрывоопасных зон		
	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны по № 123-ФЗ, ГОСТ 31610.10-1-2022, СП 423.1325800.2018	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ
Крановые узлы (тит. 0203, 0204, 0205, 0206, 0207, 0208, 0209, 0213, 0214, 0215, 0217, 0219, 0220, 0221, 0223, 0225, 0226, 0227)	Зона 2	IIB-T2	B-Ir
УЗОУ (тит. 0202, 0204, 0206, 0209)	Зона 2	IIB-T2	B-Ir
УПОУ (тит. 0205, 0207, 0213, 0228)	Зона 2	IIB-T2	B-Ir
УПЗОУ (тит. 0216, 0222)	Зона 2	IIB-T2	B-Ir

Уровень взрывозащиты для неэлектрического оборудования Gc по ГОСТ 31441.1-2011, СП 423.1325800.2018.

Планы классифицированных взрывоопасных зон приведены в документе НКНХ.5273-ПД-ТКР1.2, раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения, часть 1 Магистральный продуктопровод, книга 2 Графическая часть, том 3.1.2, Инв. № 00051355.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инв. № подл. 00051354	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
									192
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									Лист
									192

### ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

BIOS	–	basic input/ output system (базовая система ввода-вывода);
HART	–	Highway Addressable Remote Transducer (набор коммуникационных стандартов для промышленных сетей);
IP	–	Internet Protocol (маршрутизируемый сетевой протокол, основа стека протоколов TCP/IP);
OPC UA	–	Open Platform Communications Unified Architecture;
SNTP	–	Simple Network Time Protocol;
АБК	–	административно-бытовой корпус;
АРМ	–	автоматизированное рабочее место;
АСПЗ	–	автоматизированная система противопожарной защиты;
АСДУЭ	–	автоматизированная система диспетчерского управления энергообъектами;
АСУ	–	автоматизированная система управления;
АСУ ТП	–	автоматизированная система управления технологическим процессом;
АЦП	–	аналого-цифровой преобразователь;
БКТМ	–	блок-контейнер телемеханики;
ВИК	–	визуальный измерительный контроль;
ВЛ	–	воздушные линии электропередачи;
ВОД	–	волоконно-оптический кабель-датчик;
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи;
ВДД	–	внутрирубная диагностика;
ВТУ	–	внутрирубные устройства;
ВЭИ	–	вставка электроизолирующая;
ГВВ	–	горизонт высоких вод;
ГРЩ	–	главный распределительный щит;
ГШБ	–	горизонтально-шнековое бурение;
ДВК	–	довзрывная концентрация;
ЗРА	–	запорно-регулирующая арматура;
ИБП	–	устройства бесперебойного питания;
ИГЭ	–	инженерно-геологический элемент;
КИП	–	контрольно-измерительные приборы;
КИП и А	–	контрольно-измерительные приборы и автоматика;
КИТСО	–	комплекс инженерно-технических средств охраны;
КП	–	контролируемый пункт;
КС	–	компрессорная станция;
КТ	–	контейнер текстильный;

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инд. № подл. 00051354	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>									

КУ	–	крановый узел;
ЛЭП	–	линия электропередач;
м/с	–	метеостанция;
МДП	–	местный диспетчерский пункт;
МТ	–	магистральный трубопровод;
МЭ	–	магистральный этиленопровод;
НКПР	–	нижний концентрационный предел распространения пламени;
ННБ	–	наклонно-направленное бурение;
НПС	–	нефтеперекачивающая станция;
НС	–	насосная станция;
НТД	–	нормативно-техническая документация;
ОБ ОПО	–	обоснование безопасности опасного производственного объекта;
ОВКВ	–	отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха;
ООО	–	общество с ограниченной ответственностью;
ОПО	–	опасный производственный объект;
ОС	–	операционная система;
ПАО	–	публичное акционерное общество;
ПД	–	проектная документация;
ПО	–	программное обеспечение;
ППР	–	проект производства работ;
ПТК	–	программно-технический комплекс;
ПТС	–	программно-техническое средство;
ПУ	–	пункт управления;
ПУЭ	–	правила устройства электроустановок;
РГК	–	рентгенографический контроль;
СГ	–	сигнализатор газа;
СДТ	–	соединительные детали трубопровода;
СКФ	–	сверхкритический флюид;
СЛТМ	–	система линейной телемеханики;
СМИС	–	система мониторинга и управления инженерными системами;
СМПО	–	система мониторинга протяженных объектов;
СМР	–	строительно-монтажные работы;
СОД	–	средства очистки и диагностики;
СОУ	–	система обнаружения утечек;
ТВС	–	топливно-воздушная смесь;
ТМ	–	телемеханика;

Изм. № подл.	00051354	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
										194
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>				

ТП	–	трансформаторная подстанция;
ТС	–	технические средства;
ТУ	–	технические условия;
УВВ	–	уровень высоких вод;
УГВ	–	уровень грунтовых вод;
УЗОУ	–	узел запуска очистного устройства;
УПЗОУ	–	узел приема/запуска очистного устройства;
УПОУ	–	узел приема очистного устройства;
УЗК	–	ультразвуковой контроль;
ФЗ	–	федеральный закон;
ЦАП	–	цифро-аналоговый преобразователь;
ЦДП	–	центральный диспетчерский пункт;
ЧБУ	–	чугунные балластирующие устройства;
ШФЛУ	–	широкая фракция легких углеводородов;
ЭМС	–	электро-магнитная совместимость;
ЭХЗ	–	электро-химическая защита.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инва. № подл. 00051354	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист	195

## ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

- Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;
- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 10.07.2023 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Указ Президента Российской Федерации от 13.06.2024 № 250 «О дополнительных мерах по обеспечению информационной безопасности Российской Федерации»;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», утвержден Решением комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 № 823;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», утвержден Решением комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 № 825;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств», утвержден Решением комиссии Таможенного союза от 09.12.2011 № 879;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», утвержден Решением Совета Евразийской экономической комиссии от 2.07.2013 № 41;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 года № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации»;
- Приказ от 22 мая 2017 года № 242 «Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов»;
- Приказ от 11 декабря 2020 года № 517 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»;
- Приказ от 11 декабря 2020 года № 519 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах»;
- Приказ от 4 декабря 2014 года № 536 «Об утверждении Критериев отнесения отходов к I-V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду»;

Взам. инв. №							<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>	Лист
Подп. и дата								196
Инв. № подл.	00051354	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.		Дата

– Приказ от 14 марта 2014 года № 31 «Об утверждении требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей среды»;

– Приказ от 25 декабря 2017 года № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;

– Приказ от 15 декабря 2020 г. № 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

– Приказ от 2 июля 2019 № 1502 Об утверждении рекомендуемых предельных значений интервалов между поверками средств измерений;

– ГОСТ Р 8.568-2017 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Аттестация испытательного оборудования. Основные положения;

– ГОСТ Р 9.603-2021 Единая система защиты от коррозии и старения. Электрохимическая защита. Вставки (муфты) электроизолирующие. Общие технические условия;

– ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии;

– ГОСТ 12.2.063-2015 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности;

– ГОСТ 12.4.026-2015 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний;

– ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия;

– ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия;

– ГОСТ 9293-74 Азот газообразный и жидкий. Технические условия;

– ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная Нормы герметичности затворов;

– ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP);

– ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;

– ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали;

– ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	00051354							Лист
										197
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					



- ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция;
- ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция;
- ГОСТ 24950-2019 Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных трубопроводов. Технические условия;
- ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация;
- ГОСТ 25070-2013 Этилен. Технические условия;
- ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон;
- ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия;
- ГОСТ 32528-2013 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия;
- ГОСТ Р 53310-2009 Проходки кабельные, вводы герметичные и проходы шинопроводов. Требования пожарной безопасности. Методы испытаний на огнестойкость;
- ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования;
- ГОСТ Р 56001-2014 Арматура трубопроводная для объектов газовой промышленности. Общие технические условия;
- ГОСТ Р 57992-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Устройства балластирующие чугунные. Общие технические условия;
- ГОСТ 24.104-2023 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования;
- ГОСТ 30804.6.2-2013 (IEC 61000-6-2:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний;
- ГОСТ 8.417—2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин;
- ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения (Переиздание);
- ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011) Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования;
- ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные;
- ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.	00051354							Лист
										198
				<b>НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата					

- ГОСТ ИЕС 60079-10-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 10-1. Классификация зон. Взрывоопасные газовые среды;
- ГОСТ ИЕС 60079-14-2013 Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок;
- ПУЭ Правила устройства электроустановок. Шестое издание. Дополненное с исправлениями;
- ПУЭ Правила устройства электроустановок. Седьмое издание;
- СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов;
- СП 18.13330.2019 Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий). СНиП II-89-80\*;
- СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85\*;
- СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83\*;
- СП 31.13330.2021 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения;
- СП 32.13330.2018 Канализация. Наружные сети и сооружения;
- СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*;
- СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87;
- СП 47.13330.2016 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96;
- СП 62.13330.2011\* Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002;
- СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция СНиП 22-01-95;
- СП 116.13330.2012 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003;
- СП 119.13330.2017 Железные дороги колеи 1520 мм;
- СП 131.13330.2020 Строительная климатология СНиП 23-01-99\*;
- СП 227.1326000.2014 Пересечения железнодорожных линий с линиями транспорта и инженерными сетями;
- СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
00051354							
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1



## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Выполненный раздел текстовой части	Отдел, должность, И.О. Фамилия	Подпись Дата
	ТТ	
Разделы 1, 3, 8...14, 17, 23, 26, 27, 34...37, 39, 40, 46...49, 51, 52	Гл. спец. В.Н. Жаров	
Раздел 38	Эксперт. Д.В. Хапалова	
Разделы 2, 4...7, 15, 16, 18...21, 24, 25, 28, 31, 50	Вед. инж. В.А. Быхало	
Разделы 22, 41...45, 53	Вед. инж. В.С. Ильченко	
	Автоматизация	
Разделы 29...30	Гл. спец. А.В. Гуров	
	КИА	
Разделы 29...30	Гл. спец. Т.М. Гречко	
	ЭБ	
Разделы 32...33	Вед. инж. А.В. Отоса	
	БТР	
Раздел 54	Вед. инж. В.Э. Сотников	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00051354

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

НКНХ.5273-ПД-ТКР1.1

Лист

201

