



Общество с ограниченной ответственностью
**«КОНСТРУКТОРСКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ГАЗПРОЕКТ»**

Заказчик – АО «Газпром газораспределение»

**ГАЗОПРОВОД МЕЖПОСЕЛКОВЫЙ ГРС ИХАЛА -
Г. ЛАХДЕНПОХЬЯ - П. РАУХАЛА - П. МИЙНАЛА
ЛАХДЕНПОХСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Технологические и конструктивные решения линейного объекта.

Искусственные сооружения

Наружные газопроводы

ИНВ. №. 110489
ЭКЗ. №. Г.



Общество с ограниченной ответственностью
«КОНСТРУКТОРСКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ГАЗПРОЕКТ»

Заказчик – АО «Газпром газораспределение»

**ГАЗОПРОВОД МЕЖПОСЕЛКОВЫЙ ГРС ИХАЛА -
Г. ЛАХДЕНПОХЬЯ - П. РАУХАЛА - П. МИЙНАЛА
ЛАХДЕНПОХСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Технологические и конструктивные решения линейного объекта.

Искусственные сооружения

Наружные газопроводы

| | |
|---------------|--------------|
| Инов. № подл. | Взам. инв. № |
| 110489 | |
| Подп. и дата | |

Главный инженер

Главный инженер проекта



Р.О. Щипалов

А.И. Карманов

ИНВ. №. 110489
ЭКЗ. №..... Г.

Содержание

| | | |
|-----|--|----|
| 1 | Введение | 6 |
| 2 | Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта | 11 |
| 3 | Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного участка | 23 |
| 4 | Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта | 25 |
| 5 | Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта | 28 |
| 6 | Сведения о категории и классе 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 | 32 |
| 8.1 | Запорная арматура..... | 32 |
| 8.2 | Пункты редуцирования газа..... | 34 |
| 8.3 | Соединительные детали..... | 43 |
| 9 | Перечень мероприятий по энергосбережению..... | 45 |
| 10 | Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта | 46 |
| 11 | Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест..... | 47 |

| | | |
|--------------|--------|--|
| Согласовано | | |
| | | |
| Взам. инв. № | | |
| Подп. и дата | | |
| Инв. № подл. | 110489 | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--|---|------|--------|
| | | | | | | Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Подраздел 1. Наружные газопроводы | Стадия | Лист | Листов |
| | | | | | | | П | 1 | 246 |
| | | | | | | |  ГАЗПРОЕКТ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ | | |

12 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта 48

13 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта 50

14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённости.... 51

15 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях 52

16 Описание технологии процесса транспортирования продукта 54

17 Характеристика параметров трубопровода 57

18 Обоснование диаметра трубопровода 69

19 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении 70

20 Описание системы работы клапанов-регуляторов..... 71

21 Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок 72

22 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации 73

23 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов 74

24 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них..... 75

25 Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий..... 76

26 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием..... 77

27 Сведения о числе рабочих мест и их оснащённости, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта..... 82

28 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды 83

29 Описание системы управления технологическим процессом (при наличии технологического процесса) 84

| | | | | | |
|---------------------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Изм. № подл. 110489 | | | | | |
| Подп. и дата | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | |

| | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|------|--|
| | | | | | | Лист | |
| | | | | | | 2 | |

| | | |
|------|---|-----|
| 30 | Описание системы диагностики состояния трубопровода | 85 |
| 31 | Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой | 86 |
| 32 | Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению | 87 |
| 33 | Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями..... | 88 |
| 34 | Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов) | 89 |
| 35 | Оценка возможных аварийных ситуаций | 91 |
| 36 | Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон | 94 |
| 37 | Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (при необходимости)..... | 95 |
| 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)..... | 97 |
| 38.1 | Общие сведения | 97 |
| 38.2 | Пересечение и параллельное следование проектируемого газопровода с автомобильными дорогами | 148 |
| 38.3 | Пересечения проектируемого газопровода с железными дорогами | 153 |
| 38.4 | Пересечения проектируемого газопровода с водными преградами | 156 |
| 38.5 | Прохождение проектируемого газопровода по особо охраняемым природным территориям..... | 158 |
| 38.6 | Пересечения проектируемого газопровода с подземными и надземными коммуникациями..... | 158 |
| 39 | Обоснование безопасного расстояния от оси межпоселкового газопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении межпоселкового газопровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами | 161 |

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|------------------------|--------------|--------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | 3 |

| | | |
|----|---|-----|
| 40 | Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов | 162 |
| 41 | Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод | 163 |
| 42 | Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок..... | 164 |
| 43 | Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам | 165 |
| 44 | Основные физические характеристики материала труб, принятые для расчета . | 166 |
| 45 | Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода | 167 |
| 46 | Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)..... | 168 |
| 47 | Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве..... | 169 |
| 48 | Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов..... | 170 |
| 49 | Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках | 172 |
| 50 | Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек | 173 |
| 51 | Описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубы трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа (вес комплекта, шаг установки и другие параметры)..... | 175 |
| 52 | Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов..... | 176 |
| 53 | Защита от коррозии | 177 |
| 54 | Сварочно-монтажные работы, контроль качества | 179 |
| 55 | Испытание и очистка внутренней полости газопровода | 182 |
| 56 | Перечень принятых сокращений | 187 |
| 57 | Нормативные ссылки | 188 |

| | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------|--------|--------------|--------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | | 4 |

| | |
|---|-----|
| Приложение А (обязательное) Технические условия №25 на присоединение к газораспределительной сети распределительного газопровода..... | 190 |
| Приложение Б (обязательное) Принципиальные схемы газовые и габаритные размеры ПРГ | 194 |
| Приложение В (обязательное) Схема гидравлического расчета ГРС Питкяранта Питкярантского района Республики Карелия (2012 г.)..... | 215 |
| Приложение Г (обязательное) Паспорт запорной арматуры, руководство по эксплуатации ООО «Акситех» | 216 |
| Приложение Д (обязательное) Сертификаты..... | 220 |
| Приложение Е (обязательное) Оповестительный знак газопровода..... | 235 |
| Приложение Ж (обязательное) Письмо ФКУ Упрдор «Кола» исх.№И-2881 от 03.08.2020 г. «О предоставлении информации» | 236 |
| Приложение И Договор №219 на прокладку и эксплуатацию инженерных коммуникаций — газопровода 1,2 МПа по объекту: «Газопровод межпоселковый ГРС Ихала — г.Лахденпохья — п.Раухала — п.Мийнала Лахденпохского района Республики Карелия» в полосе отвода и придорожных полосах автомобильной дороги федерального значения А-121 «Сортавала» при пересечении на км 208+530, км 198+313, км 199+357, км 217+551, км 223+915 и параллельном следовании с км 226+920 по км 227+065 и с км 229+295 по км 229+460..... | 237 |

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------|--------------|--------------|--------------------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | 5 |
| | | | | | | 110489 | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ |

1 Введение

Проектная документация по объекту: «Газопровод межпоселковый ГРС Ихала - г. Лахденпохья - п. Раухала - п. Мийнала Лахденпохского района Республики Карелия» разработана на основании:

- задания на проектирование объекта «Газопровод межпоселковый ГРС Ихала - г. Лахденпохья - п. Раухала - п. Мийнала Лахденпохского района Республики Карелия», утвержденного заместителем генерального директора по газификации ООО «Газпром инвестгазификация» Д.С. Саврухиным;
- программы газификации регионов Российской Федерации, утвержденной Председателем Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером;
- соглашения о взаимном сотрудничестве и Договоров по газификации между Администрациями регионов РФ и ПАО «Газпром», предусматривающих осуществление программы газификации в регионе;
- концепции участия ПАО «Газпром» в газификации регионов РФ, утвержденной постановлением Правления ПАО «Газпром» 30.11.2009г. №57.

Исходными данными для разработки проектной документации являются:

- технические требования, рекомендуемые при проектировании объекта «Газопровод межпоселковый ГРС Ихала - г. Лахденпохья - п. Раухала - п. Мийнала Лахденпохского района Республики Карелия», утвержденные заместителем генерального директора – главным инженером АО «Газпром газораспределение Петрозаводск С.В. Петрушенковым» от 29.07.2019 г.;
- технические отчёты по результатам инженерно-геодезических, инженерно-геологических, инженерно-гидрометеорологических и инженерно-экологических изысканий, выполненные ООО «КТПИ «Газпроект» в 2019 году;
- технические условия №25 от 02.04.2019 г. на присоединение к газораспределительной сети распределительного газопровода, утвержденные генеральным директором АО «Газпром газораспределение Петрозаводск» Ю.П. Азаровым.

Заказчик – ООО «Газпром инвестгазификация».

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Ивн. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

6

Проектировщик – ООО «КТПИ «Газпроект», г. Санкт-Петербург.

Вид строительства – новое строительство.

Линейный объект капитального строительства – проектируемый газопровод идентифицируется в соответствии с п. 10 Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденного Постановлением Правительства РФ от 29.10.2010 г. № 870, в качестве сети газораспределения, так как транспортирует природный газ:

- а) по территориям населенных пунктов - с давлением, не превышающим 1,2 МПа;
- б) между населенными пунктами - с давлением, превышающим 0,005 МПа.

Идентификационные признаки проектируемого объекта:

1. Функциональное назначение объекта: межпоселковый газопровод. Код 220.42.21.12.120 ОК 013-2014 (СНС 2008). Общероссийский классификатор основных фондов (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 №2018-ст). Трубопровод местный для газа (газопровод).

2. Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры: не принадлежит, ОК 013-2014 (ОКОФ).

3. Возможность опасных природных процессов на территории, на которой будет осуществляться строительство объекта:

а) интенсивность сейсмических воздействий по карте ОСР-2015-С – 6 баллов (шкала MSK-64);

б) опасные природные геологические процессы – категория опасности природных процессов на участке работ относительно проявления тектонических и сейсмических процессов – безопасная, категория сложности инженерно-геологических условий (морозное пучение грунтов и подтопление) – II в соответствии с СП 47.13330.2016 Приложение А.

4. Принадлежность к опасным производственным объектам: опасный производственный объект III класса опасности в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 г. №116-ФЗ;

5. Пожарная и взрывопожарная опасность: взрывопожароопасный объект.

6. Наличие помещений с постоянным пребыванием людей: отсутствуют.

7. Уровень ответственности – II (нормальный) в соответствии с

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

7

| | | | | | |
|--------------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Инд. № подл. | 110489 | | | | |
| Подп. и дата | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | |

Федеральным законом №384-ФЗ от 30.12.2009 г.

Проектом предусматривается:

1) новое строительство газопровода (ПК) от точки подключения к проектируемому газопроводу высокого давления 1 категории – выходному стальному газопроводу DN200 от АГРС Ихала, (проект ООО «КТПИ «Газпроект», «Газопровод-отвод и ГРС Ихала», шифр: 585.2.2017 вып. в 2020 г.) до места установки тройника DN200 (ПК15+94). Протяженность 1,776 км, рабочее давление 1,2 МПа – высокое давление 1 категории;

2) новое строительство газопровода (1ПК) от точки подключения к тройнику на ПК15+94 до ГРПШ №2 п. Ихала (снижение давления до среднего и низкого). Протяженность 5,972 км, рабочее давление 1,2 МПа – высокое давление 1 категории;

3) новое строительство газопровода (2ПК) от точки подключения к тройнику на 1ПК19+49 до ГРПШ №1 п. Ихала (снижение давления до низкого). Протяженность 0,426 км, рабочее давление 1,2 МПа – высокое давление 1 категории;

4) новое строительство газопровода (3ПК) от точки подключения к тройнику на ПК15+94 до ГРПБ №6 п. Раухала (снижение давления до высокого 2 категории и низкого). Протяженность 14,834 км, рабочее давление 1,2 МПа – высокое давление 1 категории;

5) новое строительство газопровода (4ПК) от точки подключения к тройнику на 3ПК56+40 до ГРПБ №3 г. Лахденпохья (снижение давления до среднего и низкого). Протяженность 3,697 км, рабочее давление 1,2 МПа – высокое давление 1 категории;

6) новое строительство газопровода (5ПК) от точки подключения к тройнику на 3ПК102+14 до ГРПБ №4 г. Лахденпохья (снижение давления до среднего и низкого). Протяженность 0,928 км, рабочее давление 1,2 МПа – высокое давление 1 категории;

7) новое строительство газопровода (6ПК) от точки подключения к тройнику на 3ПК137+30 до ГРПБ №5 г. Лахденпохья (снижение давления до среднего и низкого). Протяженность 0,427 км, 1,2 МПа – высокое давление 1 категории;

8) новое строительство газопровода (7ПК) от ГРПБ №6 п. Раухала до ГРПШ №7 п. Мийнала (снижение давления до низкого). Протяженность 6,74 км, рабочее давление 0,6 МПа - высокое давление 2 категории;

9) новое строительство газопровода (8ПК) от точки подключения к тройнику

| | | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | | | | | 8 |

на 1ПК40+60 до точки врезки в проектируемый газопровод объекта «Газопровод межпоселковый от ГРС Ихала - п. Вялимяки - п. Элисенваара - п. Куркиеки - п. Куликово - п. Хийтола - п. Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия» (проект ООО «КТПИ «Газпроект», шифр: 587.2.2017 вып. в 2020 г.). Протяженность 0,015 км, рабочее давление 1,2 МПа – высокое давление 1 категории;

10) новое строительство газопровода (9ПК) от ГРПБ №4 г. Лахденпохья до точки подключения №3. Протяженность 0,017 км, рабочее давление 0,3 МПа - среднее давление;

11) новое строительство газопровода (10ПК) от ГРПШ №7 п. Мийнала до точки подключения №5. Протяженность 0,016 км, рабочее давление 0,3 МПа - среднее давление;

12) новое строительство газопровода (11ПК) от ГРПШ №2 п. Ихала до точки подключения №1. Протяженность 0,017 км, рабочее давление 0,3 МПа - среднее давление;

13) подключение №1 (11ПК0+17) к проектируемому газопроводу объекта «Проектирование подводных газопроводов к газовым котельным Сортавальского района Республики Карелия» (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.);

14) подключение №2 (выход газопровода от ГРПБ №3 г. Лахденпохья) к проектируемому газопроводу объекта «Проектирование подводных газопроводов к газовым котельным Лахденпохского района Республики Карелия» (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.);

15) подключение №3 (9ПК0+17) к проектируемому газопроводу объекта «Проектирование подводных газопроводов к газовым котельным Лахденпохского района Республики Карелия» (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.);

16) подключение №4 (выход газопровода от ГРПБ №5 г. Лахденпохья) к проектируемому газопроводу объекта «Проектирование подводных газопроводов к газовым котельным Лахденпохского района Республики Карелия» (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.);

17) подключение №5 (10ПК0+16) к проектируемому газопроводу объекта «Проектирование подводных газопроводов к газовым котельным Лахденпохского

| | | | | | | | | | |
|--------------------|--------|------|-------|-------|------|------------------------|--------------|--------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | 9 |
| 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | | | | |

района Республики Карелия» (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.).

Проектом предусмотрено строительство газопроводов высокого давления 1 и 2 категории, среднего и низкого давления из стальных и полиэтиленовых труб.

Проектируемые газопроводы предназначены для транспортировки природного газа для жилых, коммунальных, социально-бытовых и промышленных потребителей, расположенных в Сортавальском и Лахденпохском районах Республики Карелия, на нужды отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления.

Проектом предусматривается установка:

- ГРПШ №1 п. Ихала;
- ГРПШ №2 п. Ихала;
- ГРПБ №3 г. Лахденпохья;
- ГРПБ №4 г. Лахденпохья;
- ГРПБ №5 г. Лахденпохья;
- ГРПБ №6 п. Раухала;
- ГРПШ №7 п. Мийнала.

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

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 10 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта

В административном отношении участок работ расположен в Лахденпохском районе Республика Карелия. Трасса вытянута с юго-запада на северо-восток, вдоль ж.д. Санкт-Петербург - Сортавала. Ближайшие населённые пункты: г. Ланденпохья, пос. Ихала, пос. Мийнала.

Трасса проектируемого газопровода проходит по территории Лахденпохского муниципального района, Мийнальского сельского поселения, Лахденпохского городского поселения, в районе п. Ихала, п. Раухала, п. Мийнала и г. Лахденпохья.

Трасса идет по залесенной, густонаселенной местности с хорошо развитой инфраструктурой. Перепад высот по трассе составляет около 80 метров. Трасса пересекает 5 раз железную дорогу Санкт-Петербург – Сортавала, автомобильные дороги местного, регионального и федерального значения, а так же большое количество рек, ручьев и канав.

В пределах рассматриваемой территории выделяются денудационный и эрозионно-аккумулятивный типы рельефа.

Денудационный рельеф представлен пологоволнистой мелко и крупно грядовой равниной местами сельговой. Для данного рельефа характерно широкое развитие сельговых гряд ориентированных, главным образом, в ЮВ, реже, в субширотном направлениях и разделенных узкими межгрядовыми ложбинами. Относительные высоты сельговых гряд колеблются от 15 – 20 м до 50 – 60 м, ширина от 50 до 200 м, склоны крутые, обрывистые, гребни нередко уплощенные. Ширина межгрядовых понижений изменяется от 80 до 150 м, их плоские днища заболочены, заняты озерами и мелкими водотоками. Большинство линейно вытянутых впадин – результат дочетвертичных дизъюнктивных движений. Изрезанное протяженными заливами с многочисленными скальными береговыми обрывами Ладожское побережье также представляет собой подтопленные ориентированные в северо-западном направлении

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 11 |

сельговые гряды. Для данного рельефа характерны локальные уступы.

Эрозионно-аккумулятивный рельеф развит по речным долинам и создан после спуска приледниковых озер процессами речной эрозии и аккумуляции. Речная сеть района отличается молодостью, и находится в стадии развития. Долины рек слабо разработаны, имеют ступенчатый продольный профиль с порогами и перекатами, а также нечетко оформленными склонами и слабоврезанными руслами. Долины рек, прорезающие денудационный рельеф, имеют часто крутые обрывистые склоны, сложенные коренными породами. Вдоль русел рек, в основном, прослеживаются пойменные террасы высотой от 0,5 до 1,5 м., в низовьях рек появляются фрагментами 1 и 2 надпойменные террасы с высотами 1,5 – 3,5 м и 3,5 – 4,5 м. Площадки террас узкие, шириной от 3 – 50 м с наклоном в сторону русла. Мощность аллювия незначительна и не превышает 2,5 м.

Преобладающими почвообразующими породами в Лахденпохском районе являются рыхлые породы четвертичного времени: моренные супеси и суглинки, песчано-галечные образования водно-ледникового происхождения, пески и глины озерного происхождения.

Территория Лахденпохского района занимает крайний юго-западный угол среднетаежной подзоны на границе с южной или хвойно-дубравной подзоной тайги. В округе преобладают (55%) сосновые леса. Округ в силу своей физико-географической неоднородности делится на два геоботанических района: Куркиекско-Сортавальский и Питкярантско-Олонецкий. Для первого из них характерно почти равное соотношение сосняков и ельников и более значительное участие представителей дубравной флоры, включая некоторые древесные породы: липу мелколистную, клен остролистный, вяз шершавый и лещину.

Климат района изысканий умеренный, переходный от морского к континентальному с мягкой, умеренно холодной зимой и умеренно теплым летом.

Наряду с солнечной энергией, поступающей на поверхность земли, ведущим климатообразующим фактором является циркуляция воздушных масс (преобладает западный перенос). Частая смена воздушных масс, которые, в зависимости от района формирования, подразделяются на морские, континентальные и арктические, определяет особенности климата и непостоянство погоды – прохладное лето, относительно мягкую зиму и частую смену погодных условий, связанных с

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------|--------------|--------------|--------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | 110489 |

прохождением циклонов во все сезоны года.

Морские воздушные массы поступают с запада, юго-запада или северо-запада при перемещении атлантических циклонов. Циклоны приносят пасмурную, ветреную погоду и осадки. Зимой они являются причиной резких потеплений, а летом несут прохладу и дожди. С востока, юга или юго-востока поступает сухой континентальный воздух. В антициклонах, сформировавшихся в этих воздушных массах, устанавливается малооблачная и сухая погода, летом жаркая, а зимой холодная.

С севера и северо-востока, главным образом со стороны Карского моря, приходит сухой и очень холодный арктический воздух, формирующийся надо льдом. Вторжения арктических воздушных масс сопровождаются наступлением ясной погоды и резким понижением температуры воздуха. В областях повышенного давления, сформировавшихся в этих воздушных массах, даже летом наблюдаются заморозки, а зимой бывают наиболее сильные морозы.

Разнообразие синоптических процессов и частая смена воздушных масс являются причиной больших межсуточных колебаний метеорологических параметров.

Средняя годовая температура воздуха в районе изысканий составляет 3,3 °С (по метеостанции Сортавала), наиболее холодным месяцем в году является январь со среднемесячной температурой воздуха минус 9,1 °С. Средняя месячная температура июля, самого теплого месяца, составляет плюс 16,9 °С.

В конце апреля месяца вся территория республики, как правило, освобождается от снежного покрова. Лето наступает в конце мая – начале июня, когда среднесуточные температуры воздуха устойчиво переходят через плюс 10,0 °С. Средняя продолжительность летнего сезона составляет 2,5 – 3,5 месяца. Осень начинается в конце августа – начале сентября и продолжается в среднем около 2 месяцев.

Район изысканий попадает в зону избыточного увлажнения. Выпадение осадков определяется, главным образом, циклонической деятельностью. В течение года осадки выпадают неравномерно, большая их часть приходится на теплый период. Среднегодовое количество атмосферных осадков составляет 620-670 мм. Максимальное среднемесячное количество осадков приходится на июль – август и составляет 80-90 мм. В холодный период года, когда на юго-западе Республики Карелия преобладают продолжительные обложные дожди, интенсивность осадков

| | | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------|--------------|--------------|--------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | 110489 | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | | | | | 13 |

невелика. В летние месяцы интенсивность осадков возрастает за счет ливней. Самое большое количество осадков, по данным метеостанции Сортавала, за одни сутки составило 66 мм. Такое количество воды обрушилось на город 18 июля 2012 года. Пространственное распределение осадков, особенно ливневых, отличается большой изменчивостью. Летом осадки часто сопровождаются грозами. Несомненно, что климат района изысканий является дождливым, однако бывают периоды без дождей. Непрерывные периоды, когда осадки не выпадают совсем или их суточное количество не превышает 0,1 мм, могут длиться до 25-30 дней.

Годовой слой испарения для района изысканий составляет в среднем 380 мм, изменяясь от 10-30 мм весной и осенью до 90 мм летом. Максимум отмечается в июле и соответствует максимуму температуры воздуха и радиационного баланса. В зимние месяцы, когда радиационный баланс отрицателен, испарение практически отсутствует. Среднегодовое испарение с водной поверхности составляет 450 мм.

Относительная влажность воздуха высокая, особенно в холодное время года наблюдается в ноябре – январе (от 86 до 88 %). Наименьшие значения влажности воздуха отмечаются в мае (в среднем 65 %). Количество дней в году со среднесуточной влажностью более 80 % составляет в среднем 145-165 суток, с влажностью менее 30 % составляет 8-13 суток.

Преобладающими в течение года являются ветра южного и северо-западного направлений. Среднегодовая скорость ветра 3,1 м/с. Ветровой режим отличается преобладанием южных направлений ветра как в теплый период, так и в холодный период года. В летнее время среднемесячные скорости ветра составляют 2-3 м/с, в зимний период среднемесячная скорость ветра несколько больше – 3-4 м/с.

Подробно климатические параметры приведены в таблицах 2.1-2.15 по ближайшей репрезентативной метеостанции Сортавала. Согласно СП 131.13330.2018, район изысканий относится к климатическому подрайону II В.

Таблица 2.1 – Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

| Метеостанция | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|--------------|------|------|------|-----|-----|------|------|------|-----|-----|------|------|-----|
| Сортавала | -9,1 | -8,9 | -3,8 | 2,0 | 8,6 | 14,0 | 16,9 | 15,0 | 9,6 | 4,2 | -1,1 | -5,8 | 3,5 |

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 14 |

Таблица 2.2 – Абсолютный максимум температуры воздуха, °С

| Метеостанция | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|--------------|---|-----|------|----|----|----|-----|------|----|------|------|-----|------|
| Сортавала | 7 | 7,6 | 14,8 | 25 | 28 | 32 | 34 | 34 | 27 | 20,5 | 11,4 | 9,2 | 34,0 |

Таблица 2.3 – Абсолютный минимум температуры воздуха, °С

| Метеостанция | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|--------------|-------|-----|-----|-----|----|----|-----|------|----|-----|-------|-----|-------|
| Сортавала | -42,4 | -41 | -33 | -23 | -8 | -2 | 3 | -1 | -5 | -13 | -24,4 | -40 | -42,4 |

Таблица 2.4 – Климатические параметры холодного периода года, метеостанция

Сортавала

| Температура воздуха, °С | | | | Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С | Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха | | | | | | | | |
|--|------|---|------|--|---|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|--|--|--|
| Наиболее холодных суток, обеспеченностью | | Наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью | | | ≤ 0 °С | | ≤ 8 °С | | ≤ 10 °С | | | | |
| | | | | | продолжительность | средняя температура | продолжительность | средняя температура | продолжительность | средняя температура | | | |
| 0,98 | 0,92 | 0,98 | 0,92 | | | | | | | | | | |
| -36 | -32 | -31 | -29 | 7,5 | 151 | -6 | 232 | -2,5 | 235 | -1,6 | | | |

Таблица 2.5 – Климатические параметры тёплого периода года, метеостанция

Сортавала

| Барометрическое давление, гПа | Температура воздуха, °С обеспеченностью | | Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее тёплого месяца, °С | Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее тёплого месяца, % | Преобладающ. направление ветра за июнь-август | Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с |
|-------------------------------|---|------|--|---|---|---|
| | 0,95 | 0,98 | | | | |
| 1011 | 20 | 23 | 9,5 | 74 | Ю | 0 |

Таблица 2.6 – Средняя месячная и годовая температура поверхности почвы, °С

(почва подзолистая, супесчаная)

| Метеостанция | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|--------------|-------|-------|------|-----|------|------|------|------|------|-----|------|------|-----|
| Сортавала | -10,6 | -10,6 | -5,9 | 0,9 | 10,7 | 17,0 | 20,1 | 16,8 | 10,0 | 3,4 | -1,8 | -6,7 | 3,7 |

Таблица 2.7 – Абсолютный максимум температуры поверхности почвы, °С

| Метеостанция | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|--------------|---|----|------|----|------|----|-----|------|------|----|------|-----|-----|
| Сортавала | 6 | 4 | 15,5 | 28 | 45,9 | 50 | 51 | 48,0 | 36,0 | 23 | 10,0 | 7,5 | 51 |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

110489

Изм. Колуч Лист №док. Подп. Дата

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

15

Таблица 2.8 – Абсолютный минимум температуры поверхности почвы, °С

| Метеостанция | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|--------------|-------|-----|-----|-----|-----|----|-----|------|----|-------|-------|-----|-------|
| Сортавала | -45,2 | -42 | -40 | -29 | -12 | -6 | 1,7 | -2,0 | -7 | -19,8 | -31,1 | -44 | -45,2 |

Таблица 2.9 – Среднемесячная температура почвы на различной глубине по коленчатым термометрам (°С), метеостанция Сортавала, почва подзолистая, суглинистая

| Глубина, см | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|-------------|---|----|-----|----|-----|------|------|------|------|-----|----|-----|-----|
| 5 | | | | | 4,7 | 15,2 | 19,0 | 16,4 | 10,0 | 2,9 | | | |
| 10 | | | | | 4,5 | 14,7 | 18,5 | 16,2 | 10,3 | 3,1 | | | |
| 15 | | | | | 4,2 | 14,1 | 17,8 | 16,2 | 10,4 | 3,2 | | | |
| 20 | | | | | 4,0 | 13,2 | 17,4 | 15,5 | 10,0 | 2,9 | | | |

Таблица 2.10 – Среднемесячная и годовая температура почвы на различной глубине по вытяжным термометрам (°С), метеостанция Сортавала, почва до 60 см – тяжёлый суглинок, ниже - глина

| Глубина, м | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|------------|------|------|------|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|
| 0,2 | -0,1 | -0,2 | -0,1 | 0,7 | 6,7 | 12,5 | 15,6 | 15,1 | 11,3 | 6,4 | 2,4 | 0,7 | 6,0 |
| 0,4 | 0,7 | 0,4 | 0,3 | 0,8 | 6,4 | 11,7 | 15,0 | 14,8 | 11,7 | 7,3 | 3,4 | 1,4 | 6,2 |
| 0,8 | 1,5 | 1,1 | 0,9 | 1,0 | 4,5 | 9,6 | 12,8 | 13,6 | 11,5 | 7,9 | 4,4 | 2,4 | 6,0 |
| 1,6 | 3,2 | 2,5 | 2,2 | 2,0 | 3,3 | 6,8 | 9,7 | 11,4 | 10,9 | 8,8 | 6,2 | 4,3 | 5,9 |

Таблица 2.11 – Среднее месячное и годовое количество осадков (мм) с поправками к показаниям осадкомера

| Станция | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | XI-III | IV-X | Год |
|-----------|----|----|-----|----|----|----|-----|------|----|----|----|-----|--------|------|-----|
| Сортавала | 44 | 35 | 34 | 34 | 40 | 56 | 60 | 81 | 68 | 68 | 65 | 60 | 238 | 407 | 645 |

Таблица 2.12 – Средняя декадная высота снежного покрова по постоянной рейке, см

| Метеостанция | X | | | XI | | | XII | | | I | | | II | | | III | | | IV | | | Наибольшая | | |
|----------------------|---|---|---|----|---|---|-----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|----|----|----|----|---|------------|-----|-----|
| | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | ср. | мак | мин |
| Сортавала (открытое) | • | • | • | 2 | 3 | 6 | 8 | 12 | 17 | 21 | 26 | 31 | 36 | 40 | 43 | 44 | 44 | 40 | 30 | 16 | 5 | 70 | 119 | 11 |

Примечание – Точка (•) обозначает, что снежный покров в данной декаде наблюдался менее чем в 50 % лет

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
110489

Изм. Колуч Лист Недок. Подп. Дата

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

16

Таблица 2.13 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

| Метеостанция | Выс., м | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|--------------|---------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Сортавала | 11 | 3,1 | 3,0 | 3,2 | 3,1 | 3,1 | 3,0 | 2,9 | 2,8 | 3,0 | 3,1 | 3,2 | 3,1 | 3,1 |

Таблица 2.14 – Повторяемость направления ветра и штилей за год, м/с Сортавала, %

| Месяц | С | СВ | В | ЮВ | Ю | ЮЗ | З | СЗ | Штиль |
|-------|----|----|----|----|----|----|----|----|-------|
| I | 7 | 8 | 15 | 8 | 18 | 13 | 16 | 16 | 19 |
| II | 8 | 7 | 13 | 12 | 20 | 11 | 14 | 15 | 19 |
| III | 9 | 7 | 14 | 12 | 22 | 11 | 11 | 13 | 20 |
| IV | 12 | 11 | 17 | 10 | 19 | 9 | 10 | 12 | 20 |
| V | 13 | 12 | 17 | 9 | 20 | 7 | 9 | 13 | 19 |
| VI | 11 | 12 | 15 | 10 | 22 | 9 | 10 | 13 | 18 |
| VII | 12 | 10 | 13 | 11 | 23 | 10 | 9 | 12 | 21 |
| VIII | 11 | 11 | 13 | 10 | 19 | 11 | 12 | 12 | 22 |
| IX | 10 | 10 | 12 | 9 | 18 | 13 | 14 | 14 | 20 |
| X | 10 | 7 | 10 | 8 | 19 | 17 | 15 | 14 | 13 |
| XI | 8 | 8 | 12 | 6 | 21 | 17 | 15 | 14 | 10 |
| XII | 7 | 8 | 12 | 6 | 20 | 17 | 16 | 15 | 14 |
| Год | 10 | 9 | 13 | 9 | 20 | 12 | 12 | 14 | 18 |

Таблица 2.15 – Снеговые, ветровые и гололедные районы

| Район | СП 20.13330.2016, приложение Е | ПУЭ, седьмое издание |
|------------------|---|----------------------|
| Снеговой район | IV ($S_g=2,25$ кПа/м ² , $S_o=3,2$ кПа) | |
| Ветровой район | II ($w_o=0,30$ кПа) | II 500 Па |
| Гололедный район | II 5 мм | II 15 мм |

Гидрографическая сеть района полностью относится к бассейну Ладожского озера. Немногочисленные реки пересекают район с северо-запада на юго-восток. Они небольшие — до 60-90 км длины. Протяженность их ограничена краем Сальпаусселькя, являющимся водоразделом между Ладогой и Балтикой и идущим параллельно побережью Ладожского озера вблизи государственной границы. Наиболее крупные реки — Коколанйоки (Хитолайоки), Сосуанйоки, Ихоланйоки и

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

17

Изм. Колуч Лист №док. Подп. Дата

Мийналанйоки. Есть ряд речек поменьше. Питают их небольшие озера, большая часть которых находится на территории Финляндии. Собственных озер в районе насчитывается около 300.

Непосредственно на участке работ протекает река Вонкаоя, река Элисенваара, встречаются ручьи и заболоченные территории.

На территории района сравнительно мало болот — около 7 % его площади. Болота в основном мелкоконтурные, низинного и переходного типа. Сплошной мелиорации подверглись болота приозерных террас и межсельговых котловин, отличающихся повышенной минерализацией торфа и неглубокой залежью. Проектируемые трассы газопроводов пересекают многочисленные реки, ручьи и каналы.

Характерной особенностью рассматриваемого подрайона является относительно большая доля зимнего стока, в среднем составляющая 15 %, достигающая 21 % годового стока. В среднем по подрайону на долю весеннего стока приходится 45 % годового стока, на лето-осень – 40 %. Увеличение доли зимнего стока связано с увеличением процента озёрности водосборов и искусственного регулирования рек подрайона, также с более обильным грунтовым питанием.

В тектоническом отношении район исследований входит в состав Свекокарельской подвижной области и расположен в узле сочленения Раахе-Ладожской и Южно-Финляндской подвижных зон, имеющих, соответственно, северо-западное и северо-восточное простирание.

По комплексу структурно-вещественных признаков район изысканий относится к Лахденпохской подзоне Лахденпохско-Выборгской структурно-формационной зоны, включающей дорифейские складчатые и интрузивные образования.

Дорифейские складчатые образования представлены гнейсами различного состава, относятся к Лахденпохскому метаморфическому комплексу, который в свою очередь подразделяется на Кухкинский подкомплекс гранито-гнейсовый ($gsKR_2^{1-2}kh$), Куркиекский подкомплекс гиперстено-гнейсовый ($gKR_2^{1-2}kr$), Ихальский подкомплекс амфиболит-графито-гнейсовый ($gaKR_2^{1-2}ih$).

Интрузивные образования представлены габброидами, диоритами, гранитоидами и сиенитами разной формационной принадлежности.

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

110489

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

18

На исследуемой территории отложения квартера, представленные верхним неоплейстоценом и голоценом, залегают на породах кристаллического фундамента и на значительной части территории отсутствуют. Большие колебания мощности четвертичных образований обусловлены сильной расчлененностью кристаллического фундамента, а также неравномерной ледниковой аккумуляцией и процессами размыва позднеледникового времени.

Верхнеплейстоценовые отложения относятся к Осташковскому горизонту и представлены ледниковыми отложениями (g_{IIIkr}), озерно-ледниковыми ($lg_{IIIbl_{1-2}}$) и флювиогляциальными (f_{IIIkr_3} , f_{IIIrg_3}).

Голоцен представлен аллювием (aH), палюстрием (plH), эллювиально-делювиальными образованиями (e,dH) и техногеном (tH_3).

В геологическом строении участка работ в пределах глубины исследования до 13,0 м принимают участие следующие генетические типы четвертичных отложений и коренных пород. Генетически они представлены:

- современными техногенными отложениями - tQ_{IV} ;
- современными биогенными отложениями - bQ_{IV} ;
- современными аллювиальными отложениями - aQ_{IV} ;
- верхнечетвертичными озерно-ледниковыми отложениями - lgQ_{III} ;
- верхнечетвертичными эллювиально-делювиальными отложениями - edQ_{III} ;
- нижнепротерозойский метаморфический комплекс (KR_2^{1-2})

Отложения практически повсеместно перекрыты почвенно-растительным слоем, его мощность составляет 0,1-0,2 м.

На основании геолого-литологического разреза, лабораторных данных, в соответствии ГОСТ 25100-2011, ГОСТ 20522-2012 в пределах участка с учетом возраста, текстурно-структурных особенностей, с закономерной изменчивостью показателей свойств и состава с глубиной, номенклатурного вида грунтов выделено 13 инженерно-геологических элементов (ИГЭ).

Ниже приведена характеристика выделенных в разрезе инженерно-геологических элементов.

Современные биогенные отложения (bQ_{IV})

Толща распространена локально, наибольшую протяженность имеют в районе п. Ихала.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 19 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

ИГЭ-1. Торф коричневый, буро-коричневый среднеразложившийся водонасыщенный. Отложения залегают с поверхности. Минимальная мощность составляет 0,3 м (скв.47, 189), максимальная мощность - 2,2 м (скв.46). Категория по трудности разработки грунтов 37б.

Современные аллювиальные отложения (аQ_{IV})

Толща распространена локально, в руслах рек и ручьев.

ИГЭ-1а. Песок серый, желтый пылеватый водонасыщенный плотный с примесью торфа. Отложения залегают с поверхности. Минимальная мощность составляет 0,3 м (скв.197), максимальная мощность - 3,7 м (скв.58). Категория по трудности разработки грунтов 28а.

Верхнеплейстоценовые озерно-ледниковые отложения (IгQ_{III})

Толща распространена повсеместно, отложения залегают преимущественно под почвенно-растительным слоем. Верхнеплейстоценовые озерно-ледниковые отложения перекрываются современными биогенными и аллювиальными отложениями, подстилаются элювиально-делювиальными отложениями и нижнепротерозойским метаморфическим комплексом. Наиболее распространены песчаные и суглинистые разности. Мощности отдельных литологических разностей варьируют от 0,5 м до максимально вскрытых 12,9 м.

ИГЭ-2. Песок серый, коричневый, желтый пылеватый средней плотности водонасыщенный. Минимальная мощность составляет 0,5 м (скв.31), максимально вскрытая - 12,9 м (скв.90, 92, 94, 95). Категория по трудности разработки грунтов 28а.

ИГЭ-3. Песок желтый, серый мелкий средней плотности водонасыщенный. Минимальная мощность составляет 0,4 м (скв.124ш), максимально вскрытая - 12,9 м (скв.16). Категория по трудности разработки грунтов 29а.

ИГЭ-4а. Супесь серая песчанистая пластичная. Минимальная мощность составляет 0,3 м (скв.83), максимальная - 3,5 м (скв.78). Категория по трудности разработки грунтов 36а.

ИГЭ-4б. Супесь серая песчанистая текучая. Минимальная мощность составляет 1,2 м (скв.159), максимально вскрытая - 7,2 м (скв.44). Категория по трудности разработки грунтов 36а.

ИГЭ-5а. Суглинок серый легкий пылеватый тугопластичный. Минимальная мощность составляет 0,9 м (скв.227, 235, 237), максимально вскрытая - 4,9 м (скв.30).

| | | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | | | | | 20 |

Категория по трудности разработки грунтов 35б.

ИГЭ-5б. Суглинок серый легкий пылеватый мягкопластичный. Минимальная мощность составляет 0,7 м (скв.93), максимально вскрытая - 9,0 м (скв.227). Категория по трудности разработки грунтов 35а.

ИГЭ-5в. Суглинок серый легкий пылеватый текучий. Минимальная мощность составляет 0,8 м (скв.63), максимально вскрытая - 9,4 м (скв.184). Категория по трудности разработки грунтов 35а.

ИГЭ-5г. Суглинок серый тяжелый пылеватый текучий. Минимальная мощность составляет 3,5 м (скв.230), максимально вскрытая - 6,0 м (скв.150). Категория по трудности разработки грунтов 35а.

ИГЭ-6. Глина серая легкая пылеватая текучая Минимальная мощность составляет 4,4 м (скв.151), максимально вскрытая - 5,2 м (скв.230). Категория по трудности разработки грунтов 8а.

Верхнеплейстоценовые элювиально-делювиальные отложения (edQ_{III})

Толща распространена локально, отложения залегают на нижнепротерозойском метаморфическом комплексе, представленном гнейсами (ИГЭ-8), перекрываются озерно-ледниковыми отложениями.

ИГЭ-7. Щебенистый грунт сильновыветрелый пониженной прочности малой степени водонасыщения. Минимальная мощность составляет 0,3 м (скв.84ш), максимально вскрытая - 4,9 м (скв.138). Категория по трудности разработки грунтов бг.

Нижнепротерозойский метаморфический комплекс (KR₂¹⁻²)

Толща распространена повсеместно, частично залегает с поверхности, перекрывается элювиально-делювиальными отложениями, озерно-ледниковыми, аллювиальными и биогенными.

ИГЭ-8. Гнейс очень прочный, очень плотный слабыветрелый среднетрещиноватый. Минимальная мощность составляет 0,1 м (скв.91ш), максимально вскрытая - 4,0 м (скв.156). Категория по трудности разработки грунтов 19в.

Нормативная глубина сезонного промерзания, определенная для данного региона по данным метеостанции г. Сортавала, в соответствии СП 22.13330.2016, СП 131.13330.2012, составляет:

– для суглинков и глин – 120 см;

| | | | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------|--------|--------------|--------------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | | | | | | 21 |

- для супесей, песков мелких и пылеватых – 144 см;
- для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 154 см;
- для крупнообломочных грунтов и коренных пород – 173 см.

Нормативные и расчетные показатели физико-механических характеристик грунтов представлены в Приложении Н тома 590.2.2017-ИГИ1.1.

В соответствии с п. 6.8.3, п. 6.8.8 СП 22.13330.2011 пучинистые свойства грунтов оцениваются как:

- ИГЭ-1а, 2, 3 – пучинистые;
- ИГЭ-4а – слабопучинистые;
- ИГЭ-4б – сильнопучинистые;
- ИГЭ-5а, 5б, 5в, 5г, 6 – чрезмернопучинистые.

На участках развития пучинистых грунтов рекомендуется проводить работы ниже глубины сезонного промерзания.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 22 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного участка

На участке работ отмечено сезонное промерзание грунтов и обусловленное им морозное пучение, а также переувлажнение и заболачивание пониженных участков трассы в условиях затрудненного поверхностного стока.

Участок работ, согласно СП 116.13330.2012, расположен на территории зарегистрированного проявления такого опасного процесса как подтопление. Рассматриваемый опасный процесс подчинен таким естественным природным факторам, как зимняя межень, половодье, летняя межень, осень с проливными дождями. Главным образом подтопленные территории сосредоточены в зонах естественных понижений, а также вдоль железных и автомобильных дорог.

Исследуемая территория, согласно Приложению И СП 11-105-97 часть II, делится на участки: постоянно подтопленные, сезонно (ежегодно) подтапливаемые и участки, на которых подтопление отсутствует и не прогнозируется до начала освоения территории.

Болота и заболоченные участки получили развитие, преимущественно, в низинах и на плоских склонах. Низинные болота приурочены к участкам земной поверхности, где подземные воды гидравлически связаны с поверхностными водотоками. Питание их осуществляется, главным образом, за счет атмосферных осадков, в меньшей степени за счет склонового стока подземных вод. К низинным болотам приурочено распространение, в основном, осоково-сфагнового и древесно-осокового торфа среднеразложившегося. Болота переходного типа встречены на склонах. Питание их осуществляется за счет склонового стока подземных вод и атмосферных осадков. К болотам переходного типа приурочено распространение, в основном, сфагнового и древесно-сфагнового торфа среднеразложившегося.

На участке изысканий встречено несколько обширных болот, а также локальные заболоченные территории. Глубина варьируется от 0,1 до 2,2 м. Максимальная глубина зафиксирована скв. 46.

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|------------------------|--------------|--------------|--------------------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ |

При нарушении поверхностного и подземного стока в ходе техногенного освоения территории и создании эффекта барражирования, нарушении почвенно-растительного слоя возможна активизация процесса заболачивания на любой геоморфологической поверхности – водоразделах, склонах водоразделов и долинах водотоков.

В соответствии с табл. 6.5 РД-91.020.00-КТН-042-12 встреченные болота относятся ко II типу по проходимости.

Нормативная глубина сезонного промерзания, определенная для данного региона по данным метеостанции г. Сортавала, в соответствии СП 22.13330.2016, СП 131.13330.2012, составляет:

- для суглинков и глин – 120 см;
- для супесей, песков мелких и пылеватых – 144 см;
- для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 154 см;
- для крупнообломочных грунтов и коренных пород – 173 см.

Нормативные и расчетные показатели физико-механических характеристик грунтов представлены в Приложении Н тома 590.2.2017-ИГИ1.1.

В соответствии с п. 6.8.3, п. 6.8.8 СП 22.13330.2011 пучинистые свойства грунтов оцениваются как:

- ИГЭ-1а, 2, 3 – пучинистые;
- ИГЭ-4а – слабопучинистые;
- ИГЭ-4б – сильнопучинистые;
- ИГЭ-5а, 5б, 5в, 5г, 6 – чрезмернопучинистые.

На участках развития пучинистых грунтов рекомендуется проводить работы ниже глубины сезонного промерзания.

Сейсмичность исследуемой территории согласно СП 14.13330.2018 (актуализированной редакции СНиП II-7-81*) определенная по карте ОСР-2015-С – 6 баллов (шкала MSK-64).

| | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------|--------------|-------------|--------------------|-----------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Изм. инв. № | Подп. и дата | Изм. инв. № | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | | | | 24 |
| | | | | | | 110489 | | | | Формат А4 |

4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

На основании геолого-литологического разреза, лабораторных данных, в соответствии ГОСТ 25100-2011, ГОСТ 20522-2012 в пределах участка с учетом возраста, текстурно-структурных особенностей, с закономерной изменчивостью показателей свойств и состава с глубиной, номенклатурного вида грунтов выделено 13 инженерно-геологических элементов (ИГЭ).

Ниже приведена характеристика выделенных в разрезе инженерно-геологических элементов.

Современные биогенные отложения (bQ_{IV})

Толща распространена локально, наибольшую протяженность имеют в районе п. Ихала.

ИГЭ-1. Торф коричневый, буро-коричневый среднеразложившийся водонасыщенный. Отложения залегают с поверхности. Минимальная мощность составляет 0,3 м (скв.47, 189), максимальная мощность - 2,2 м (скв.46). Категория по трудности разработки грунтов 37б.

Современные аллювиальные отложения (aQ_{IV})

Толща распространена локально, в руслах рек и ручьев.

ИГЭ-1а. Песок серый, желтый пылеватый водонасыщенный плотный с примесью торфа. Отложения залегают с поверхности. Минимальная мощность составляет 0,3 м (скв.197), максимальная мощность - 3,7 м (скв.58). Категория по трудности разработки грунтов 28а.

Верхнеоплейстоценовые озерно-ледниковые отложения (lgQ_{III})

Толща распространена повсеместно, отложения залегают преимущественно под почвенно-растительным слоем. Верхнеоплейстоценовые озерно-ледниковые отложения перекрываются современными биогенными и аллювиальными отложениями, подстилаются элювиально-делювиальными отложениями и нижнепротерозойским метаморфическим комплексом. Наиболее распространены песчаные и суглинистые разности. Мощности отдельных литологических разностей варьируют от 0,5 м до максимально вскрытых 12,9 м.

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

25

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

110489

ИГЭ-2. Песок серый, коричневый, желтый пылеватый средней плотности водонасыщенный. Минимальная мощность составляет 0,5 м (скв.31), максимально вскрытая - 12,9 м (скв.90, 92, 94, 95). Категория по трудности разработки грунтов 28а.

ИГЭ-3. Песок желтый, серый мелкий средней плотности водонасыщенный. Минимальная мощность составляет 0,4 м (скв.124ш), максимально вскрытая - 12,9 м (скв.16). Категория по трудности разработки грунтов 29а.

ИГЭ-4а. Супесь серая песчанистая пластичная. Минимальная мощность составляет 0,3 м (скв.83), максимальная - 3,5 м (скв.78). Категория по трудности разработки грунтов 36а.

ИГЭ-4б. Супесь серая песчанистая текучая. Минимальная мощность составляет 1,2 м (скв.159), максимально вскрытая- 7,2 м (скв.44). Категория по трудности разработки грунтов 36а.

ИГЭ-5а. Суглинок серый легкий пылеватый тугопластичный. Минимальная мощность составляет 0,9 м (скв.227, 235, 237), максимально вскрытая - 4,9 м (скв.30). Категория по трудности разработки грунтов 35б.

ИГЭ-5б. Суглинок серый легкий пылеватый мягкопластичный. Минимальная мощность составляет 0,7 м (скв.93), максимально вскрытая - 9,0 м (скв.227). Категория по трудности разработки грунтов 35а.

ИГЭ-5в. Суглинок серый легкий пылеватый текучий. Минимальная мощность составляет 0,8 м (скв.63), максимально вскрытая - 9,4 м (скв.184). Категория по трудности разработки грунтов 35а.

ИГЭ-5г. Суглинок серый тяжелый пылеватый текучий. Минимальная мощность составляет 3,5 м (скв.230), максимально вскрытая - 6,0 м (скв.150). Категория по трудности разработки грунтов 35а.

ИГЭ-6. Глина серая легкая пылеватая текучая Минимальная мощность составляет 4,4 м (скв.151), максимально вскрытая - 5,2 м (скв.230). Категория по трудности разработки грунтов 8а.

Верхнеплейстоценовые элювиально-делювиальные отложения (edQ_{III})

Толща распространена локально, отложения залегают на нижнепротерозойском метаморфическом комплексе, представленном гнейсами (ИГЭ-8), перекрываются озерно-ледниковыми отложениями.

ИГЭ-7. Щебенистый грунт сильновыветрелый пониженной прочности малой

| | |
|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | 110489 |
| | Взам. инв. № |
| Подп. и дата | |

| | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ |
| | | | | | | |

степени водонасыщения. Минимальная мощность составляет 0,3 м (скв.84ш), максимально вскрытая - 4,9 м (скв.138). Категория по трудности разработки грунтов бг.

Нижнепротерозойский метаморфический комплекс (KR₂¹⁻²)

Толща распространена повсеместно, частично залегает с поверхности, перекрывается элювиально-делювиальными отложениями, озерно-ледниковыми, аллювиальными и биогенными.

ИГЭ-8. Гнейс очень прочный, очень плотный слабовыветрелый среднетрециноватый. Минимальная мощность составляет 0,1 м (скв.91ш), максимально вскрытая - 4,0 м (скв.156). Категория по трудности разработки грунтов 19в.

Нормативные и расчетные показатели физико-механических характеристик грунтов представлены в Приложении Н тома 590.2.2017-ИГИ1.1.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 27 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

5 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта

Исследуемая территория расположена в пределах Карельского и Беломорского гидрогеологических районов.

Гидрогеологические условия территории определяются расположением ее в зоне избыточного увлажнения, высоким процентом озерности, значительной мощностью трещиноватой зоны кристаллических пород (100-200 м), отсутствием выдержанного водоупора в осадочных породах. При этом при отсутствии выдержанных водоупорных слоев подземные воды четвертичных отложений и коренных пород гидравлически связаны между собой и часто образуют единый водоносный горизонт.

Водовмещающие породы характеризуются широким спектром разновозрастных пород различного состава, что определяет сложность гидрогеологических условий. Водоносность кристаллических пород определяется их составом и трещиноватостью.

На участке инженерно-геологических изысканий выделяется горизонт подземных вод, приуроченный к аллювиальным, озерно-ледниковым, элювиально-делювиальным отложениям. Водовмещающими породами являются глины, суглинки, супеси и пески. Воды горизонта поровые, безнапорные. Питание горизонта осуществляется за счёт инфильтрации атмосферных осадков, область питания соответствует площадному распространению. Разгрузка осуществляется в пониженные участки рельефа и местную гидрографическую сеть.

Уровень грунтовых вод на исследуемой территории располагается на глубине от 0,1 до 7,1 м. Абсолютные отметки установившегося уровня грунтовых вод в период проведения изысканий (июнь-июль 2019 г) варьируют от 16 м до 91 м. Глубина залегания грунтовых вод зависит от рельефа местности, характера водовмещающих пород и близости водоупора. Расчетный уровень грунтовых составляет 1,02 м. Питание грунтовых вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков. Поток направлен на северо-восток, разгрузка осуществляется в естественные водотоки.

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 28 |

Годовая амплитуда сезонных колебаний уровней подземных вод, характерная для зоны избыточного увлажнения, составляет 1,1-1,5 м.

В ходе проведения инженерно-геологических изысканий отобрано 5 проб воды. Ведомости химических анализов подземных вод приведены в Приложении X тома 590.2.2017-ИГИ1.1.

По органолептическим свойствам воды преимущественно светло-желтые, светло-коричневые мутные. По химическому составу подземные воды преимущественно сульфатно-гидрокарбонатные натриево-кальциевые и хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатные натриево-кальциевые, реже гидрокарбонатные кальциево-натриевые. Подземные воды пресные, минерализация варьирует от 0,178 г/л до 0,255 г/л, составляя в среднем 0,214 г/л. Воды нейтральные (средняя величина pH равна 6,86). По показателю общей жесткости воды очень мягкие, среднее значение составляет 0,944 мг-экв/л (значения варьируются от 0,895 до 1,018 мг-экв/л).

Согласно СП 28.13330.2012 (таблица В3), при коэффициенте фильтрации $K_f > 0,1$ м/сут воды по отношению к бетону марки W4 на портландцементе слабоагрессивны по содержанию HCO_3 и неагрессивны по содержанию CO_2 , SO_4 и по показателю pH.

Степень агрессивного воздействия грунтовых вод на металлические конструкции, согласно табл. X.5, СП 28.13330.2012, – слабоагрессивная.

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------|--------------|--------------|--------------------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | 29 |
| | | | | | | 110489 | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ |

6 Сведения о категории и классе линейного объекта

Согласно техническим условиям №25 на присоединение к газораспределительной сети распределительного газопровода (Приложение А), проектируемый газопровод предусмотрено подключить к выходу газопровода высокого давления 1 категории из проектируемой ГРС Ихала Лахденпохского района Республики Карелия. Давление газа в точке подключения 1,15-1,2 МПа.

Данным разделом проектной документацией предусматривается строительство:

- высокого давления 1 категории диаметром 219х6,0 мм;
- высокого давления 1 категории диаметром 159х5,0 мм;
- высокого давления 1 категории диаметром 108х4,0 мм;
- высокого давления 1 категории диаметром 76х5,0 мм;
- высокого давления 2 категории диаметром 110х10,0 мм;
- среднего давления диаметром 63х5,8 мм.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 30 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | | | | | |

7 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта

Проектируемый газопровод обеспечивает газоснабжение по объекту капитального строительства «Газопровод межпоселковый ГРС Ихала – г. Лахденпохья – п. Раухала – п. Мийнала Лахденпохского района Республики Карелия».

Общий объем газоснабжения потребителей АГРС Ихала составит 11578,34 м³/ч, в том числе по данному объекту проектирования с учетом перспективных потребителей п. Лумиваара, п. Хухтерву, п. Метсямикли, п. Оппола, п. Кортела 7794,54 м³/ч.

Гидравлической схемой предусмотрен расход газа в объеме 3783,8 м³/ч для газоснабжения от АГРС Ихала потребителей смежного объекта проектирования «Газопровод межпоселковый от ГРС Ихала - п. Вялимяки - п. Элисенваара - п. Куркиеки - п. Хийтола - п. Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия», вып. ООО «КТПИ «Газпроект» в 2020 г., шифр: 587.2.2017.

Объем газоснабжения рассчитан на основании:

- Схемы гидравлического расчета ГРС Ихала Ланденпохского района Республики Карелия (2012 г.), разработанной АО «Газпром промгаз»;
- технических условий АО «Газпром газораспределение Петрозаводск» №25 от 02.04.2019 г. на присоединение к газораспределительной сети распределительного газопровода;
- Приложения №2 к техническим требованиям АО «Газпром газораспределение Петрозаводск» от 29.07.2019 г., рекомендуемым при проектировании объекта «Газопровод межпоселковый ГРС Ихала – г. Лахденпохья – п. Раухала – п. Мийнала Лахденпохского района Республики Карелия».

Диаметры газопроводов приняты согласно гидравлическому расчету, выполненному в рамках данного проекта.

| | | | | | | | | | |
|--------------------|--------|------|-------|-------|------|------------------------|--------------|--------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | 31 |
| 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | | | | |

8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

8.1 Запорная арматура

Согласно п.5.1.7 СП 62.13330.2011, предусмотрена установка ручной запорной арматуры:

- для секционирования газопроводов сети газораспределения;
- перед пунктами редуцирования газа (ПРГ), за исключением ПРГ, на ответвлении газопровода к которым имеется запорная арматура на расстоянии менее 100 м от ПРГ;
- на выходе из ПРГ;
- при пересечении водных преград шириной при меженном горизонте 75 м и более;
- при пересечении железных дорог общей сети, если отключающее устройство, обеспечивающее прекращение подачи газа на участке перехода, расположено на расстоянии более 1000 м от дорог.

На участке газопровода высокого давления 1 категории проектом предусмотрена установка отключающего устройства подземного исполнения с дистанционным управлением для подключения объекта «Газопровод межпоселковый от ГРС Ихала - п. Вялимяки - п. Элисенваара - п. Куркиеки - п. Хийтола - п. Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия», вып. ООО «КТПИ «Газпроект» в 2020 г., шифр: 587.2.2017.

Конструктивно монтаж ручных запорных устройств предусмотрен в подземном исполнении бесколодезной установки с телескопическими удлинительными штоками и выводом управления под ковер (см. черт 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 157). При выполнении ремонтных и технологических работ стравливание газа предусматривается посредством продувочных свечей, смонтированных до и после запорной арматуры (по ходу газа). Продувочные свечи выводятся в единый ковер совместно со штоком запорной арматуры.

| | | | | | |
|------------------------------------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Изм. Кол.уч Лист № док. Подп. Дата | | | | | |

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
|--------------|--|

| | |
|--------------|--|
| Подп. и дата | |
|--------------|--|

| | |
|--------------|--------|
| Изм. № подл. | 110489 |
|--------------|--------|

590.2.2017-ТКР1.ГЧ

Лист

32

Ведомость установки запорной арматуры с продувочными свечами по трассе газопровода представлена на чертеже 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 157.

В соответствии с п.4.51 СП 42-101-2003 в местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей ковер предусматривается вывести не менее чем на 0,5 м выше уровня земли.

В качестве ручной запорной отключающей арматуры приняты стальные шаровые краны КШ.Г.П.У1-200.ПС, КШ.Г.П.У1-150.ПС, КШ.Г.П.У1-100.ПС, КШ.Г.П.У1-65.ПС с номинальным давлением PN16 производства ООО «ПЗА» (или аналог).

Краны шаровые соответствуют классу герметичности А, согласно ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». В качестве антикоррозийной защиты предусмотрено наружное полиуретановое покрытие. Управление краном предусмотрено посредством Т-образного ключа.

В местах установки продувочных свечей применяются краны шаровые стальные фланцевые КШ.Г.П.У1-50.Ф с номинальным давлением PN16 производства ООО «ПЗА» (или аналог).

Предусмотренные проектом краны шаровые имеют сертификацию на соответствие техническим регламентам Таможенного союза и сертифицированы в ГАЗСЕРТ.

В местах установки пунктов редуцирования газа в качестве запорной арматуры устанавливаются шаровые краны ручные изолирующие надземной установки фланцевые КШИ.Г.П.У1-50.Ф, КШИ.Г.П.У1-65.Ф, КШИ.Г.П.У1-80.Ф, КШИ.Г.П.У1-100.Ф, КШИ.Г.П.У1-200.Ф с номинальным давлением PN16 по ТУ 3742-001-01197476-2015 производства ООО «ПЗА» (или аналог). Запорная арматура соответствует классу герметичности А, согласно ГОСТ 9544-2015. Для защиты от атмосферной коррозии краны предусмотрены с заводским эпоксидным покрытием.

В качестве управляемой запорной арматуры принята автоматизированная система дистанционного управления АСДУК-ЭП на базе комплекса телеметрии АКТЕЛ производства ООО «Аскитех» в комплекте с шаровым краном под приварку диаметром DN200 с номинальным давлением PN16 производства АО НПО «Тяжпромарматура» (или аналог).

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

110489

590.2.2017-ТКР1.ГЧ

Лист

33

Автоматизированные системы управления технологическими процессами в рамках данного проекта рассмотрены в текстовой части раздела 590.2.2017-ТКРЗ.

В целях ограничения несанкционированного доступа к запорной арматуре с дистанционным управлением и площадкам ПРГ проектом предусмотрены ограждающие конструкции. Устройство ограждающих конструкций представлено в разделе 590.2.2017-ИЛО2.

8.2 Пункты редуцирования газа

Проектом предусмотрена установка шкафных и блочных газорегуляторных пунктов.

Пункты редуцирования газа не комплектуются узлами учета расхода газа, согласно п.4 основных требований ТУ на присоединение к газораспределительной сети (Приложение А). Все блочные ПРГ предусмотрены с электрическим обогревом для обеспечения температуры воздуха в холодное время года не ниже плюс 5 °С в технологическом отсеке и отсеке блока телеметрии (п.4.5 ТТ на проектирование).

В транзитном ГРПБ №6 п. Раухала предусмотрена установка регуляторов давления с монитором.

В транзитном и сетевых ПРГ предусмотрена установка регуляторов давления с диапазоном по температуре окружающей среды от минус 30 °С (не более) до плюс 50 °С.

Устанавливаемые пункты редуцирования газа:

- ГРПШ №1 п. Ихала предназначен для снижения входного высокого давления газа 1 категории ($PN \leq 1,2$ МПа) до низкого ($PN \leq 0,003$ МПа). Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования (рабочая и резервная);

- ГРПШ №2 п. Ихала предназначен для снижения входного высокого давления 1 категории ($PN \leq 1,2$ МПа) до среднего давления газа ($PN \leq 0,3$ МПа) на первом выходе, а также до низкого давления ($PN \leq 0,003$ МПа). Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования (рабочая и резервная);

| | | | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------|--------|--------------|--------------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | | | | | | 34 |

- ГРПБ №3 г. Лахденпохья предназначен для снижения входного высокого давления газа 1 категории ($PN \leq 1,2$ МПа) до среднего давления газа ($PN \leq 0,3$ МПа) на первом выходе, а также до низкого давления газа ($PN \leq 0,003$ МПа) на втором выходе. Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования на каждый выход (рабочая и резервная);

- ГРПБ №4 г. Лахденпохья предназначен для снижения входного высокого давления газа 1 категории ($PN \leq 1,2$ МПа) до среднего давления газа ($PN \leq 0,3$ МПа) на первом выходе, а также до низкого давления газа ($PN \leq 0,003$ МПа) на втором выходе. Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования на каждый выход (рабочая и резервная);

- ГРПБ №5 г. Лахденпохья предназначен для снижения входного высокого давления газа 1 категории ($PN \leq 1,2$ МПа) до среднего давления газа ($PN \leq 0,3$ МПа) на первом выходе, а также до низкого давления газа ($PN \leq 0,003$ МПа) на втором выходе. Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования на каждый выход (рабочая и резервная);

- транзитный ГРПБ №6 п. Раухала предназначен для снижения входного высокого давления газа 1 категории ($PN \leq 1,2$ МПа) до высокого давления газа 2 категории ($PN \leq 0,6$ МПа) на первом выходе, а также до низкого давления газа ($PN \leq 0,003$ МПа) на втором выходе. Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования на каждый выход (рабочая и резервная);

- ГРПШ №7 п. Мийнала предназначен для снижения входного высокого давления газа 2 категории ($PN \leq 0,6$ МПа) до среднего давления газа ($PN \leq 0,3$ МПа) на первом выходе, а также до низкого давления газа ($PN \leq 0,003$ МПа) на втором выходе. Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования на каждый выход (рабочая и резервная).

Редуцирование с входного давления 0,6 МПа и более на выходное давление 0,003 МПа и менее предусмотрено двухступенчатым и последовательным, согласно п.8.2.4 ГОСТ Р 56019-2014.

ГРПБ и ГРПШ предназначены для фильтрации, редуцирования давления газа и автоматического поддержания выходного давления в заданных пределах независимо от изменения входного давления и расхода газа, а также для автоматического отключения газа при аварийном повышении или понижении выходного давления сверх допустимых

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

35

заданных значений.

Принципиальные схемы газовые проектируемых ПРГ и их габаритные размеры представлены в Приложении Б.

Техническая характеристика регуляторных пунктов представлена в табл. 8.1-8.7.

Таблица 8.1 - Технические характеристики ГРПШ №1 п. Ихала

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|--|---------------------|--------------------|
| Давление на входе (максимальное), Рвх. max./Рвх.min | МПа | 1,2/0,794 |
| Давление на выходе, Рвых. | МПа | 0,003 |
| Расчетный расход газа на выходе , max | м ³ /час | 386,383 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Dival600/25 DN 65 PN 16 Рвх. min=0,794 МПа Рвых.=0,3 МПа | м ³ /час | 838,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Dival600/25 DN 65 PN 16 (1 ступень) | % | 46 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Dival600/25 DN 65 PN 16 Рвх. min=0,3 МПа Рвых.=0,003 МПа | м ³ /час | 755,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Dival600/25 DN 65 PN 16 (2 ступень) | % | 51 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Рвых. на выходе (1 ступень) | МПа | 0,345 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Рвых. на выходе (1 ступень) | МПа | 0,375 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Рвых. на выходе (1 ступень) | МПа | 0,27 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Рвых. на выходе (2 ступень) | кПа | 3,45 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Рвых. на выходе (2 ступень) | кПа | 3,75 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Рвых. на выходе (2 ступень) | кПа | 2,7 |
| Масса, не более | кг | 500 |
| Присоединительные размеры под приварку | вход/выход | Ду 65/Ду 100 |
| Габаритные размеры, длина/ширина/высота | мм | 1800x980x 2100 |

Таблица 8.2 - Технические характеристики ГРПШ №2 п. Ихала

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|--|-------------|--------------------|
| Давление на входе (максимальное), Рвх. max./Рвх.min | МПа | 1,2/0,774 |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

36

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|---|------------------------------|-----------------------|
| Давление на выходе 1, Рвых. | МПа | 0,3 |
| Давление на выходе 2, Рвых. | МПа | 0,003 |
| Расчетный расход газа max, на выходе 1 | м ³ /час | 140,217 |
| Расчетный расход газа max, на выходе 2 | м ³ /час | 137,20 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии HP100 DN 50 PN 16 Рвх. min=0,774 МПа Рвых1.= 0,3 МПа | м ³ /час | 240,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии HP100 DN 50 PN 16 (выход 1) | % | 58 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии HP100 DN 50 PN 16 Рвх. min=0,774 МПа Рвых.2=0,3 МПа | м ³ /час | 240,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии HP100 DN 50 PN 16 (выход 2, 1 ступень) | % | 57 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Dival500/40 DN 40 PN 16 Рвх. min=0,3 МПа Рвых.2=0,003 МПа | м ³ /час | 190,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Dival500/40 DN 40 PN 16 (выход 2, 2 ступень) | % | 72 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Рвых. на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,345 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Рвых. на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,375 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Рвых. на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,27 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Рвых. на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 3,45 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Рвых. на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 3,75 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Рвых. на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 2,7 |
| Масса, не более | кг | 1200 |
| Присоединительные размеры под приварку | вход/ выход 1/ выход 2 | Ду 50/Ду 50/ Ду 80 |
| Габаритные размеры, длина/ширина/высота | мм | 2100x1200x 1900 |

Таблица 8.3 - Технические характеристики ГРПБ №3 г. Лахденпохья

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|--|-------------|--------------------|
| Давление на входе (максимальное), Рвх. max./Рвх.min | МПа | 1,2/0,73 |
| Давление на выходе 1, Рвых. | МПа | 0,3 |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

37

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

Формат А4

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|---|------------------------------|--------------------|
| Давление на выходе 2, Р _{вых} . | МПа | 0,003 |
| Расчетный расход газа max, на выходе 1 | м ³ /час | 365,734 |
| Расчетный расход газа max, на выходе 2 | м ³ /час | 490,566 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Dival600 Р _{вх. min} =0,73 МПа Р _{вых1.} = 0,3 МПа | м ³ /час | 776,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Dival600 DN25 PN16 (выход 1) | % | 47 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Dival600 Р _{вх. min} =0,73 МПа Р _{вых2.} = 0,3 МПа | м ³ /час | 776,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Dival600 DN25 PN16 (выход 2, 1 ступень) | % | 63 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Dival600 Р _{вх. min} =0,3 МПа Р _{вых2.} = 0,003 МПа | м ³ /час | 1033,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Dival600 DN40 PN16 (выход 2, 2 ступень) | % | 47 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Р _{вых.} на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,345 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Р _{вых.} на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,375 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Р _{вых.} на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,27 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Р _{вых.} на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 3,45 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Р _{вых.} на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 3,75 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Р _{вых.} на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 2,7 |
| Масса, не более | кг | 10000 |
| Присоединительные размеры под приварку | вход/ выход 1/ выход 2 | Ду 50/Ду 50/ Ду100 |
| Обслуживание | | двустороннее |
| Габаритные размеры, длина/ширина/высота | мм | 9250x3200x 3100 |

Таблица 8.4 - Технические характеристики ГРПБ №4 г. Лахденпохья

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|--|-------------|--------------------|
| Давление на входе (максимальное), Р _{вх. max.} /Р _{вх. min} | МПа | 1,2/0,679 |
| Давление на выходе, Р _{вых1} / Р _{вых2} | МПа | 0,3/0,003 |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

38

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

Формат А4

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|--|------------------------------|------------------------|
| Расчетный расход газа max, на выходе 1 | м ³ /час | 48,375 |
| Расчетный расход газа max, на выходе 2 | м ³ /час | 1889,555 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии HP100 Рвх. min=0,679 МПа Рвых1.= 0,3 МПа | м ³ /час | 240,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии HP100 (выход 1) | % | 20 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Dival600 Рвх. min=0,679 МПа Рвых2.= 0,3 МПа | м ³ /час | 2796,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Dival600 (выход 2, 1 ступень) | % | 67 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Norval Рвх. min=0,3 МПа Рвых2.= 0,003 МПа | м ³ /час | 4850,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Norval (выход 2, 2 ступень) | % | 39 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Рвых. на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,345 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Рвых. на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,375 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Рвых. на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,27 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Рвых. на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 3,45 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Рвых. на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 3,75 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Рвых. на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 2,7 |
| Масса, не более | кг | 10000 |
| Присоединительные размеры под приварку | ВХОД/ выход 1/ выход 2 | Ду 65/Ду 65/ Ду 200 |
| Габаритные размеры, длина/ширина/высота | мм | 9250x3200x 3100 |

Таблица 8.5 - Технические характеристики ГРПБ №5 г. Лахденпохья

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|---|---------------------|--------------------|
| Давление на входе (максимальное), Рвх. max./Рвх.min | МПа | 1,2/0,658 |
| Давление на выходе, Рвых1/ Рвых2 | МПа | 0,3/0,003 |
| Расчетный расход газа max, на выходе 1 | м ³ /час | 1486,304 |
| Расчетный расход газа max, на выходе 2 | м ³ /час | 2180,296 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Dival600 Рвх. min=0,658 МПа | м ³ /час | 2796,0 |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

39

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|--|------------------------------|--------------------------|
| Рвых1.= 0,3 МПа | | |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Dival600 (выход 1) | % | 53 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Dival600 Рвх. min=0,658 МПа Рвых2.= 0,3 МПа | м ³ /час | 2796,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Dival600 (выход 2, 1 ступень) | % | 78 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Norval Рвх. min=0,3 МПа Рвых2.= 0,003 МПа | м ³ /час | 4850,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Norval (выход 2, 2 ступень) | % | 45 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Рвых. на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,345 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Рвых. на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,375 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Рвых. на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,27 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Рвых. на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 3,45 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Рвых. на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 3,75 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Рвых. на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 2,7 |
| Масса, не более | кг | 10000 |
| Присоединительные размеры под приварку | вход/ выход 1/ выход 2 | Ду 100/Ду 100/ Ду 200 |
| Обслуживание | | двустороннее |
| Габаритные размеры, длина/ширина/высота | мм | 9250x3200x 3100 |

Таблица 8.6 - Технические характеристики транзитного ГРПБ №6 п. Раухала

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|---|---------------------|--------------------|
| Давление на входе (максимальное), Рвх. max./Рвх.min | МПа | 1,2/0,655 |
| Давление на выходе, Рвых1. | МПа | 0,6 |
| Давление на выходе, Рвых2. | МПа | 0,003 |
| Расчетный расход газа на выходе 1, max | м ³ /час | 400,9 |
| Расчетный расход газа на выходе 2, max | м ³ /час | 116,01 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Reval 600 DN25 PN16 Рвх. min=0,655 МПа | м ³ /час | 991,0 |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

40

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|---|------------------------------|--------------------|
| Р _{вых.1} =0,6 МПа | | |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Dival 600 DN25 PN16 (выход 1) | % | 40 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии HP100 DN25 PN16 Р _{вх. min} =0,655 МПа Р _{вых.2} =0,3 МПа | м ³ /час | 240,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии HP100 DN25 PN16 (выход 2, 1 ступень) | % | 48 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Dival 500 DN40 PN16 Р _{вх. min} =0,3 МПа Р _{вых.2} =0,003 МПа | м ³ /час | 190,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Dival 500 DN40 PN16 (выход 2, 2 ступень) | % | 61 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Р _{вых1} . на выходе 1 | МПа | 0,69 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Р _{вых1} . на выходе 1 | МПа | 0,75 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Р _{вых1} . на выходе 1 | МПа | 0,54 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Р _{вых1} . на выходе 2 (1 ступень) | МПа | 0,345 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Р _{вых1} . на выходе 2 (1 ступень) | МПа | 0,375 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Р _{вых1} . на выходе 2 (1 ступень) | МПа | 0,27 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Р _{вых2} . на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 3,45 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Р _{вых2} . на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 3,75 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Р _{вых2} . на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 2,7 |
| Масса, не более | кг | 10000 |
| Присоединительные размеры под приварку | вход/ выход 1/ выход 2 | Ду 50/Ду 50/ Ду50 |
| Габаритные размеры, длина/ширина/высота | мм | 9250x3200x 3100 |

Таблица 8.7 - Технические характеристики ГРПШ №7 п. Мийнала

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|---|---------------------|--------------------|
| Давление на входе (максимальное), Р _{вх. max} ./Р _{вх. min} | МПа | 0,6/0,573 |
| Давление на выходе, Р _{вых1} . | МПа | 0,3 |
| Давление на выходе, Р _{вых2} . | МПа | 0,003 |
| Расчетный расход газа на выходе 1, max | м ³ /час | 140,217 |

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

41

| Наименование | Размерность | Величина параметра |
|---|------------------------------|-----------------------|
| Расчетный расход газа на выходе 2, max | м ³ /час | 146,783 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии НР100 Р _{вх. min} =0,573 МПа Р _{вых. 1} =0,3 МПа | м ³ /час | 200,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии НР100 DN25 PN16 (выход 1) | % | 70 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии НР100 Р _{вх. min} =0,573 МПа Р _{вых. 2} =0,3 МПа | м ³ /час | 200,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии НР100 (выход 2, 1 ступень) | % | 73 |
| Пропускная способность регулятора давления газа серии Dival500/40 Р _{вх. min} =0,3 МПа Р _{вых. 2} =0,003 МПа | м ³ /час | 190,0 |
| Коэффициент загрузки регулятора давления газа серии Dival500/40 (выход 2, 2 ступень) | % | 77 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Р _{вых1} . на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,345 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Р _{вых1} . на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,375 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Р _{вых1} . на выходе 1, 2 (1 ступень) | МПа | 0,27 |
| Давление начала срабатывания предохранительного сбросного клапана 15% от Р _{вых2} . на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 3,45 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана +25% от Р _{вых2} . на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 3,75 |
| Давление начала срабатывания предохранительного запорного клапана -10% от Р _{вых2} . на выходе 2 (2 ступень) | кПа | 2,7 |
| Масса, не более | кг | 1200 |
| Присоединительные размеры под приварку | вход/ выход 1/ выход 2 | Ду 50/Ду 50/ Ду 80 |
| Обслуживание | | двустороннее |
| Габаритные размеры, длина/ширина/высота | мм | 2100x2180x 1900 |

Согласно п.4.7 технических требований, в блочных ПРГ предусматривается установка автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТП РГ).

АСУ ТП РГ предназначена для:

- обеспечения сбора и анализа информации, необходимой для выполнения специалистами возложенных на них функций по контролю и управлению технологическими процессами;

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

42

- предотвращения аварийных ситуаций.

Согласно п.4.6 технических требований, перечень контролируемых параметров комплекса АСУ ТП РГ разработан в соответствии с СТО Газпром 2.12-2016. Проектом предусмотрен монтаж внутри ПРГ комплекта оборудования комплекса телеметрии, выполненного во взрывозащищенном исполнении.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами в рамках данного проекта рассмотрены в текстовой части раздела 590.2.2017-ТКРЗ.

Сбросные и продувочные свечи ПРГ, при их наличии, выведены на высоту 4 метра от уровня земли. Обвязка ПРГ представлена на чертежах 590.2.2017-ТКР1.ГЧ листы 145-151. Места размещения ПРГ представлены на чертежах 590.2.2017-ТКР1.ГЧ листы 10, 20, 52, 55, 68, 94, 96, 115, 132, 139, 143.

Согласно «Правилам охраны газораспределительных сетей», устанавливается охранная зона вокруг газорегуляторного пункта – в виде территории на расстоянии 10 метров от границ ограждения ПРГ.

На всех участках, предоставленных во временное пользование, по окончании строительства газопровода должно быть восстановлено наружное благоустройство или выполнена рекультивация.

В границах площадок ПРГ предусмотрена установка молниеприемников (см. раздел 590.2.2017– ИЛО1).

8.3 Соединительные детали

Для устройства поворотов газопровода в плане и в вертикальной плоскости, устройства ответвлений от него предусмотрены соединительные детали: отводы и тройники.

Повороты газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются следующими способами:

- упругим изгибом сваренной нитки газопровода;
- с использованием отводов заводского производства.

При невозможности выполнить поворот упругим изгибом проектом

| | | | | | | | |
|--------------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ГЧ | Лист |
| | | | | | | | 43 |
| Инв. № подл. | | | | | | 110489 | |
| Подп. и дата | | | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | | | |

предусмотрены отводы по ГОСТ Р 58121.3-2018, ГОСТ 17375-2001.

Для устройства ответвлений от трассы газопровода предусмотрено использование тройников необходимых размеров по ГОСТ 17376-2001.

Для изменения диаметра газопровода предусмотрено использование переходов необходимых размеров по ГОСТ 17378-2001.

В конечных точках трассы газопровода и ответвлений предусмотрена установка заглушек необходимых диаметров по ГОСТ Р 58121.3-2018, ГОСТ 17379-2001.

Монтаж полиэтиленовых фитингов литых предусматривается посредством соединительных муфт электросварных ПЭ100 SDR11 по ГОСТ Р 58121.3-2018.

Соединительные детали по ГОСТ Р 58121.3-2018 применяются из полиэтилена ПЭ100 SDR11.

Соединительные детали, поставляемые по ГОСТ 17375-2001 – ГОСТ 17379-2001, должны иметь маркировку «П», предусмотренную для деталей, применяемых на объектах подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Для разъединения подземного участка газопровода на отдельные участки предусмотрена установка электроизолирующих соединений ГИС-ПП нужного диаметра по ТУ 4859-007-12981894-2015 производства ООО «АИР-ГАЗ».

Выход из земли для подключения к ГРПШ предусмотрен с помощью цокольного ввода с неразъемным соединением (при необходимости) и футляром с усиленной изоляцией по ТУ 4859-002-12981894-2013 производства ООО «АИР-ГАЗ».

| | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------|--------------|--------------|--------------------|-----------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | | | | 44 |
| | | | | | | 110489 | | | | Формат А4 |

9 Перечень мероприятий по энергосбережению

Обеспечение соблюдения требований энергетической эффективности достигается за счет:

- применения полиэтиленовых труб;
- применения кранов подземной установки;
- принятия оптимальной толщины стенки трубопровода в соответствии с сортаментом труб, выпускаемых промышленностью.

Применение для подземной прокладки полиэтиленовых трубопроводов, не подверженных электрохимической коррозии, приводит к более длительному безаварийному сроку службы, снижению затрат на ремонт и обслуживание газопровода, что обеспечивает экономию энергетических ресурсов.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 45 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

10 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определяется в целом по объекту исходя из объемов строительно-монтажных работ, весовых характеристик, методов производства работ, а также эксплуатационной производительности машин и транспортных средств с учетом принятых организационно-технологических схем строительства и представлена в разделе 590.2.2017-ПОС.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

11 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащённость рабочих мест

Сдача в эксплуатацию рассматриваемого объекта не предполагает создания в составе АО «Газпром газораспределение Петрозаводск» новых подразделений, предназначенных для эксплуатации и обслуживания оборудования линейной части газопровода.

С учетом возлагающихся задач по обеспечению нормальных условий транспортировки природного газа под высоким давлением, показателей в части организации и условий труда на аналогичных объектах, устанавливаемых зон обслуживания и сменности работы эксплуатирующего и обслуживающего персонала, целесообразно не менять действующую структуру управления АО «Газпром газораспределение Петрозаводск», и не изменять существующую численность персонала на рабочих местах с соответствующим профессиональным и количественным составом.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 47 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

12 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта

Содержание и объем проектируемого объекта не предполагают изменения действующего в эксплуатирующей организации АО «Газпром газораспределение Петрозаводск» режима труда и отдыха персонала.

Мероприятия по охране труда на рабочих местах персонала при обслуживании оборудования являются приоритетными и направлены на сохранение здоровья и работоспособности работников, на снижение потерь рабочего времени и, как следствие, на повышение производительности труда и его эффективности.

Длительность и частота периодов работы и отдыха персонала служб АО «Газпром газораспределение Петрозаводск», обеспечивающие нормальное функционирование оборудования проектируемого газопровода внутри смены (рабочее время, время на отдых и личные надобности) будут установлены после ввода проектируемого объекта в эксплуатацию на предприятии в зависимости и с учетом характера труда и степени утомляемости персонала.

Кроме представленных общих основополагающих решений по охране труда, промышленной безопасности объекта и выполнению санитарных требований для работников предприятия, населения и окружающей природной среды, организация безопасных условий труда в АО «Газпром газораспределение Петрозаводск» включает следующие мероприятия:

- обеспечение работников сертифицированными спецодеждой и средствами индивидуальной защиты;
- организация спецобработки одежды работников соответствующих групп производственных процессов;
- обеспечение работников ручным инструментом и приспособлениями соответствующими нормативным требованиям по безопасности;
- организация санитарно - бытового обеспечения работников гардеробами, санузлами, душевыми, столовыми, сушилками, местами обогрева рабочих при

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|------|--------|-------|------|------|--------|------|--------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | | | | | | | 48 |
| Инв. № подл. | | | | | | | | | | | | 110489 | |
| Подп. и дата | | | | | | | | | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | | | | | | | | | |

работах на трассе;

- лечебно-профилактическое обслуживание и организация, при необходимости, оказания безотлагательной медицинской помощи работникам предприятия;
- обеспечение работников соответствующих профессий лечебно-профилактическим питанием;
- предоставление дополнительных отпусков отдельным категориям работников;
- выплата денежных надбавок отдельным категориям работников.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

13 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта

Согласно п.3.1 технических требований, на участке газопровода высокого давления 1 категории проектом предусмотрена установка отключающего устройства подземного исполнения с дистанционным управлением для подключения объекта «Газопровод межпоселковый от ГРС Ихала - п. Вялимяки - п. Элисенваара - п. Куркиеки -п. Куликово - п. Хийтола - п. Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия» (проект ООО «КТПИ «Газпроект», шифр: 587.2.2017 вып. в 2020 г.).

В качестве управляемой запорной арматуры принята автоматизированная система дистанционного управления АСДУК-ЭП на базе комплекса телеметрии АКТЕЛ производства ООО «Акситех» в комплекте с шаровым краном диаметром DN300 с номинальным давлением PN16 производства АО НПО «Тяжпромарматура» (или аналог).

Согласно п.4.7 технических требований, в блочных ПРГ предусматривается установка автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа.

АСУ ТП РГ предназначена для:

- обеспечения сбора и анализа информации, необходимой для выполнения специалистами возложенных на них функций по контролю и управлению технологическими процессами;
- предотвращения аварийных ситуаций.

Согласно п.4.6 технических требований, перечень контролируемых параметров комплекса АСУ ТП РГ разработан в соответствии с СТО Газпром 2.12-2016. Проектом предусмотрен монтаж внутри ПРГ комплекта оборудования комплекса телеметрии, выполненного во взрывозащищенном исполнении.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами в рамках данного проекта рассмотрены в текстовой части раздела 590.2.2017-ТКР3.

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

50

| | | | | | |
|---------------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Инва. № подл. | 110489 | | | | |
| Подп. и дата | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | |

14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённости

Для выполнения ремонта в процессе эксплуатации оборудования, монтируемого на проектируемом объекте, могут привлекаться специалисты предприятия изготовителя, либо работники сервисных подрядных организаций.

В зависимости от местных условий ЛЭС оснащается транспортом и механизмами для выполнения аварийно-восстановительных и ремонтно-профилактических работ в различных природно-климатических условиях.

Все транспортные средства, ремонтно-строительные механизмы и машины разделены на хозяйственные и аварийные, и закреплены персонально за работниками ЛЭС, которые несут ответственность за содержание их в исправном состоянии, укомплектованность и постоянную готовность к действию.

Использование аварийных машин и механизмов разрешается только во время ликвидации аварий на газопроводе, его сооружениях, а также для аварийно-тренировочных выездов. Каждый случай использования аварийных машин и механизмов регистрируется в специальном журнале. После ликвидации аварий все аварийные машины должны быть очищены, вымыты, заправлены горюче-смазочными материалами, их устанавливают на колодки в состоянии полной готовности к выезду. ЛЭС должна быть укомплектована неснижаемым запасом материалов.

| | | | | | | | | | |
|--------------------|--------|------|--------|-------|------|------------------------|--------------|--------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | 51 |
| 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 51 |

15 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

На своем протяжении трасса проектируемого газопровода проходит через скальные грунты (ИГЭ-8), щебенистые грунты (ИГЭ-7).

Согласно п.4.59 СП 42-101-2003, на участках трассы, где газопровод прокладывается в скальных, полускальных, с включением валунов и мерзлых грунтах, дно траншеи следует выравнять, устраивая подсыпку из песчаного или глинистого грунта толщиной не менее 10 см над выступающими частями основания.

Защиту от повреждений газопровода после его укладки в скальных грунтах ИГЭ-8 предусмотрено обеспечить путем засыпки траншеи песчаным или глинистым грунтом. При прокладке газопровода в щебенистом грунте ИГЭ-7 предусмотрено устройство присыпки трубопровода на 20 см песчаным или глинистым грунтом.

Нормативная глубина сезонного промерзания, определенная для данного региона по данным метеостанции г. Сортавала, в соответствии с СП 22.13330.2016, СП 131.13330.2012, составляет:

- для суглинков и глин – 120 см;
- для супесей, песков мелких и пылеватых – 144 см;
- для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 154 см;
- для крупнообломочных грунтов и коренных пород – 173 см.

Нормативные и расчетные показатели физико-механических характеристик грунтов представлены в Приложении Н тома 590.2.2017-ИГИ1.1.

В соответствии с п. 6.8.3, п. 6.8.8 СП 22.13330.2011 пучинистые свойства грунтов оцениваются как:

- ИГЭ-1а, 2, 3 – пучинистые;
- ИГЭ-4а – слабопучинистые;
- ИГЭ-4б – сильнопучинистые;
- ИГЭ-5а, 5б, 5в, 5г, 6 – чрезмернопучинистые.

На участках развития пучинистых грунтов рекомендуется проводить работы ниже глубины сезонного промерзания.

В соответствии с требованиями пункта 5.42 СП 42-103-2003 с целью

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

52

| | | | | | |
|--------------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Инд. № подл. | 110489 | | | | |
| Подп. и дата | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | |

обеспечения устойчивости полиэтиленового газопровода и пункта 5.54 СП 42-102-2004 с целью обеспечения устойчивости стального газопровода в пучинистых грунтах глубина прокладки газопровода до верха трубы должна быть:

- не менее 0,8 глубины промерзания, но не менее 0,9 метра для сильнопучинистых грунтов;
- не менее 0,9 глубины промерзания, но не менее 1,0 м для чрезмернопучинистых грунтов.

Таким образом, минимальная глубина заложения газопровода, исходя из геологических условий и пучинистости грунтов, составляет:

- ИГЭ-1, 4а, 7, 8 – глубина 1,0 м при прокладке газопровода высокого давления 1 категории в соответствии с п.5.2.4 СП 62.13330.2011 и 0,8 м при прокладке газопровода 0,6 МПа и менее в соответствии с п.5.2.1 СП 62.13330.2011;
- ИГЭ-1а, 2, 3, 4б – глубина ($0,8 \cdot 1,44 \text{ м} = 1,15 \text{ м}$, но не менее 0,9 м) – 1,15 м;
- ИГЭ-5а, 5б, 5в, 5г, 6 – глубина ($0,9 \cdot 1,20 \text{ м} = 1,1 \text{ м}$, но не менее 1,0 м) – 1,1 м.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

16 Описание технологии процесса транспортирования продукта

В рамках данного раздела предусматривается строительство сетей газораспределения высокого давления 1 и 2 категории, среднего давления.

Гидравлическая схема, планы и профили газопровода приведены на чертежах графической части 590.2.2017-ТКР1.ГЧ.

Согласно техническим условиям №25 на присоединение к газораспределительной сети распределительного газопровода (Приложение А), проектируемый газопровод предусмотрено подключить к выходу газопровода высокого давления 1 категории из проектируемой ГРС Ихала Лахденпохского района Республики Карелия (ПК0+00). Давление газа в точке подключения 1,15-1,2 МПа.

На ПК15+94 трасса газопровода разветвляется (1ПК0, 3ПК0) посредством установки равнопроходного тройника диаметром 219 мм.

На 1ПК19+49 (2ПК0+00) предусматривается отвод стального газопровода диаметром 76 мм. На 2ПК4+34 устанавливается ГРПШ №1 п. Ихала. Выход газопровода низкого давления от ГРПШ №1 п. Ихала диаметром 110 мм предусматривается заглушить.

На 1ПК40+60 предусматривается отвод путем установки тройника равнопроходного (8ПК0+00) диаметром 219 мм до точки врезки в проектируемый газопровод объекта «Газопровод межпоселковый от ГРС Ихала - п. Вялимяки - п. Элисенваара - п. Куркиеки -п. Куликово - п. Хийтола - п. Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия» (проект ООО «КТПИ «Газпроект», шифр: 587.2.2017 вып. в 2020 г.) на 8ПК0+15. На 1ПК40+60 после тройника предусматривается переход диаметра газопровода на 76 мм.

На 1ПК59+72 устанавливается ГРПШ №2 п. Ихала. Первый выход газопровода среднего давления диаметром 63 мм (11ПК0+00) предусматривается подключить к проектируемому газопроводу объекта «Проектирование подводящих газопроводов к газовым котельным Сортавальского района Республики Карелия» (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.) на 11ПК0+17. Второй выход газопровода низкого давления диаметром 90 мм предусматривается заглушить.

На 3ПК56+40 предусматривается отвод путем установки тройника

590.2.2017-ТКР1.ГЧ

Лист

54

| | | | | | |
|--------------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Инд. № подл. | 110489 | | | | |
| Подп. и дата | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | |

равнопроходного (4ПК0+00) диаметром 219 мм. На 4ПК0+00 после тройника предусматривается переход диаметра газопровода на 159 мм. На 4ПК36+40 устанавливается ГРПБ №3 г. Лахденпохья. Первый выход газопровода среднего давления диаметром 63 мм предусматривается подключить к проектируемому газопроводу объекта «Проектирование подводящих газопроводов к газовым котельным Лахденпохского района Республики Карелия» (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.). Второй выход газопровода низкого давления диаметром 110 мм предусматривается заглушить.

На 3ПК102+14 предусматривается отвод путем установки тройника равнопроходного (5ПК0+00) диаметром 219 мм. На 5ПК9+28 устанавливается ГРПБ №4 г. Лахденпохья. Первый выход газопровода среднего давления диаметром 63 мм (9ПК0+00) предусматривается подключить к проектируемому газопроводу объекта «Проектирование подводящих газопроводов к газовым котельным Лахденпохского района Республики Карелия» (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.) на 9ПК0+17. Второй выход газопровода низкого давления диаметром 225 мм предусматривается заглушить.

На 3ПК137+30 предусматривается отвод путем установки тройника равнопроходного (6ПК0+00) диаметром 219 мм. На 6ПК4+27 устанавливается ГРПБ №5 г. Лахденпохья. Первый выход газопровода среднего давления диаметром 160 мм предусматривается подключить к проектируемому газопроводу объекта «Проектирование подводящих газопроводов к газовым котельным Лахденпохского района Республики Карелия» (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.). Второй выход газопровода низкого давления диаметром 225 мм предусматривается заглушить.

На 3ПК137+30 после тройника предусматривается переход диаметра газопровода на 108 мм. На 3ПК147+86 устанавливается ГРПБ №6 п. Раухала. Первый выход газопровода высокого давления 2 категории диаметром 110 мм (7ПК0+00) предусматривается проложить до ГРПШ №7 п. Мийнала. Второй выход газопровода низкого давления диаметром 63 мм предусматривается заглушить.

Первый выход газопровода (10ПК0+00) среднего давления диаметром 63 мм от ГРПШ №7 п. Мийнала предусматривается подключить к проектируемому газопроводу объекта «Проектирование подводящих газопроводов к газовым котельным

| | | | | | | | | |
|--------------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|------|--|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист | |
| | | | | | | | 55 | |
| Инд. № подл. | 110489 | | | | | | | |
| Подп. и дата | | | | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | | | | |

Лахденпохского района Республики Карелия» (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.) на 10ПК0+16. Второй выход газопровода низкого давления диаметром 90 мм предусматривается заглушить.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 56 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

17 Характеристика параметров трубопровода

Сведения о технико-экономических показателях объекта капитального строительства представлены в таблице 17.1. Технико-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта представлена в таблице 17.2. Технико-экономические характеристики проектируемых ГРПШ представлены в таблице 17.3.

Таблица 17.1 – Сведения о технико-экономических показателях объекта капитального строительства

| Параметр | Значение |
|---|--|
| Общая протяженность газопроводов, в т.ч.: | – 34901,0 м |
| стального газопровода (ГОСТ 10704-91) 219х6,0 159х5,0 108х4,0 76х5,0 | – 21020,0 м; – 3697,0 м; – 1056,0 м; – 2338,0 м |
| полиэтиленового газопровода (ГОСТ Р 58121.2-2018) ПЭ100 ГАЗ SDR 11 110х10,0 | – 6740,0 м |
| полиэтиленового газопровода (ГОСТ Р 58121.2-2018) ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63х5,8 | – 50,0 м |
| Прокладка газопровода (футляров) закрытым способом | 1203,0 м 19 участков: ГНБ – 432 м (5 участка); УГНБ – 159 м (7 участков); Микротоннелирование – 130 м (4 участка); Метод кривых – 482 м (3 участка) |
| ПРГ | 7 шт. |
| Количество отключающих устройств по трассе газопровода | 18 шт., в т.ч. DN200 – 13 шт (один из которых с системой дистанционного управления "АСДУК-ЭП"); DN150 – 1шт.; DN100 – 1шт.; DN65 – 3шт. |
| Расчетный часовой расход газа (с учетом расхода потребителей смежного проектируемого объекта «Газопровод межпоселковый от ГРС Ихала - п.Вялимяки - п.Элисенваара - п.Куркиеки - п.Хийтола - п.Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия») | 11578,34 |
| Расчетный часовой расход газа | 7794,54 м ³ /ч |
| Обвязка ПРГ | |
| кран шаровой изолирующий сварной | 20 шт |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

57

| | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Инва. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | |
| 110489 | | | | | |

| Параметр | Значение |
|---|---|
| Общая протяженность газопроводов, в т.ч.: | 127,6 м |
| трубы | Стальной трубопровод ГОСТ 10704-91 – 22,8 м 219х6,0 – 3,0 м; 159х5,0 – 1,4 м; 108х4,0 – 4,5 м; 89х4,0 – 1,8 м; 76х5,0 – 5,0 м; 57х3,5 – 7,1 м ПЭ трубопровод (ГОСТ Р 58121.2-2018) – 104,8 м: ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63х5,8 – 22,2 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 90х8,2 – 10,7 м; ПЭ100 ГАЗ SDR 11 110х10,0 – 18,5 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 160х10,0 – 38,2 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 225х20,5 – 15,2 м |
| Цокольный ввод Г-образный ПЭ 100 SDR 11 (сталь ГОСТ 10705-80) | 20 шт 219 с футляром – 2 шт; 159 с футляром – 1 шт; 108 с футляром – 1 шт; 76 с футляром – 2 шт 63х57 с футляром – 4 шт; 90х89 с футляром – 3 шт; 110х108 с футляром – 4 шт; 160х159 с футляром – 1 шт 225х219 с футляром – 2 шт |

Таблица 17.2 - Технико-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта

| Параметр | Значение |
|--|---|
| Газопроводы высокого давления I категории | ПК, 1ПК, 2ПК, 3ПК, 4ПК, 5ПК, 6ПК, 8ПК |
| – давление газа | 0,6-1,2 МПа – высокое давление I категории |
| – общая протяженность | – 28111,0 м |
| в том числе участки, прокладываемые закрытым способом (в футляре): | 1143 м (16 участков): ГНБ – 432 м (5 участков); УГНБ – 124 м (5 участков); Микротоннелирование – 105 м (3 участка); Метод кривых – 482 м (3 участка) |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | подземный |
| – трубы (ГОСТ 10704-91) | 219х6,0 – 21020,0 м; 159х5,0 – 3697,0 м; 108х4,0 – 1056,0 м; 76х5,0 – 2338,0 м |
| – количество отключающих устройств | 18 шт., в т.ч. DN200 – 13 шт (один из которых с системой) |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

110489

Изм. Кол.уч Лист Недок. Подп. Дата

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

58

| Параметр | Значение |
|---|---|
| | дистанционного управления "АСДУК-ЭП"); DN150 – 1шт.; DN100 – 1шт.; DN65 – 3шт. |
| Газопроводы высокого давления 2 категории | 7ПК |
| – давление газа | 0,3-0,6 МПа – высокое давление 2 категории |
| – общая протяженность | – 6740,0 м |
| в том числе участки, прокладываемые закрытым способом (в футляре): | 60,0 м (3 участка): УГНБ – 35 м (2 участка); Микротоннелирование – 25 м (1 участок) |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | подземный |
| – трубы (ГОСТ Р 58121.2-2018) ПЭ100 ГАЗ SDR 11 110x10,0 | – 6740,0 м |
| – количество отключающих устройств | отсутствуют |
| Газопроводы среднего давления | 9ПК, 10ПК, 11ПК |
| – давление газа | 0,005-0,3 МПа – среднее давление |
| – протяженность | 50,0 м |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | подземный |
| – трубы (ГОСТ Р 58121.2-2018) ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63x5,8 | – 50,0 м |
| Обязка ПРГ | |
| Газопроводы высокого давления 1 категории | |
| – трубы | Стальной трубопровод ГОСТ 10704-91 – 12,7 м: 219x6,0 – 1,6 м; 159x5,0 – 1,4 м; 108x4,0 – 1,2 м; 76x5,0 – 5,0 м; 57x3,5 – 3,5 м |
| – кран шаровой изолирующий сварной | 6 шт. (DN100 – 1 шт.; DN65 – 2 шт.; DN50 – 3 шт.) |
| – цокольный ввод Г-образный (сталь ГОСТ 10705-80) | 6 шт. 219 с футляром – 2 шт; 159 с футляром – 1 шт; 108 с футляром – 1 шт; 76 с футляром – 2 шт |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

59

| Параметр | Значение |
|---|--|
| Газопроводы высокого давления 2 категории | |
| – трубы | Стальной трубопровод ГОСТ 10704-91 – 2,4 м: 57х3,5 – 2,4 м; ПЭ трубопровод (ГОСТ Р 58121.2-2018) – 7,6 м: ПЭ100 ГАЗ SDR 11 110х10,0 – 7,6 м |
| – кран шаровой изолирующий сварной | 2 шт. (DN50 – 2 шт.) |
| – цокольный ввод Г-образный ПЭ 100 SDR 11 (сталь ГОСТ 10705-80) | 2 шт. (110х108 с футляром – 2 шт.) |
| Газопроводы среднего давления | |
| – трубы | Стальной трубопровод ГОСТ 10704-91 – 5,3 м: 108х4,0 – 1,0 м; 57х3,5 – 4,3 м ПЭ трубопровод (ГОСТ Р 58121.2-2018) – 57,2 м: ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63х5,8 – 19,0 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 160х10,0 – 38,2 м |
| – кран шаровой изолирующий сварной | 5 шт. (DN50 – 4 шт.; DN100 – 1 шт.) |
| – цокольный ввод Г-образный ПЭ 100 SDR 11 (сталь ГОСТ 10705-80) | 5 шт. (160х159 с футляром – 1 шт; 90х89 с футляром – 1 шт; 63х57 с футляром – 3 шт) |
| Газопроводы низкого давления | |
| – трубы | Стальной трубопровод ГОСТ 10704-91 – 6,7 м: 57х3,5 – 1,2 м; 89х4,0 – 1,8 м; 108х4,0 – 2,3 м; 219х6,0 – 1,4 м ПЭ трубопровод (ГОСТ Р 58121.2-2018) – 40,0 м: ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63х5,8 – 3,2 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 90х8,2 – 10,7 м; ПЭ100 ГАЗ SDR 11 110х10,0 - 10,9 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 225х20,5 – 15,2 м |
| – кран шаровой изолирующий сварной | 7 шт. (DN50 – 1 шт.; DN80 – 2 шт.; DN100 – 2 шт.; DN200 – 2 шт.) |
| – цокольный ввод Г-образный ПЭ 100 SDR 11 (сталь ГОСТ 10705-80) | 7 шт. (63х57 с футляром – 1 шт; 90х89 с футляром – 2 шт; 110х108 с футляром – 2 шт; 225х219 с футляром – 2 шт) |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

60

Таблица 17.3 - Техничко-экономические характеристики проектируемых газопроводов в отдельности

| Параметр | Значение |
|--|--|
| Газопровод от точки подключения выходному стальному газопроводу DN200 от АГРС Ихала до тройника на ПК15+94 | ПК0+00-ПК15+94 |
| – давление газа | 0,6-1,2 МПа – высокое давление 1 категории |
| – протяженность | 1776,0 м (с учетом рубленного пикета ПК0-ПК1 длиной 282,01 м) |
| в том числе участков, прокладываемых закрытым способом, м | 185 м (2 участка) ПК2+05-ПК2+72 (67 м) в футляре (ГНБ) ПК14+32-ПК15+50 (118 м) в футляре (ГНБ) |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | подземный |
| – трубы | труба 219х6,0 по ГОСТ 10704-91 сталь 20 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-Н по ТУ 1394-015-05757848-2011 - 1776,0 м |
| – количество отключающих устройств | 1 шт. (DN200: ПК14+07) |
| Газопровод от точки врезки в проектируемый газопровод на ПК15+94 до ГРПШ №2 п. Ихала на 1ПК59+72 | 1ПК0+00-1ПК59+72 |
| – давление газа | 0,6-1,2 МПа – высокое давление 1 категории |
| – протяженность | 5977,0 м, в т.ч.: 219х6,0 мм – 4065,0 м (с учетом рубленного пикета 1ПК14-1ПК15 длиной 105,05 м); 76х5,0 мм – 1912,0 м |
| в том числе участков, прокладываемых закрытым способом, м | 281 м (4 участка) 1ПК15+21-1ПК16+02 (81 м) в футляре (ГНБ) 1ПК35+44-1ПК36+04 (60 м) в футляре (микротоннелирование) 1ПК41+99-1ПК42+26 (27 м) в футляре (микротоннелирование) 1ПК58+07-1ПК59+20 (113 м) в футляре (ГНБ) |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | подземный |
| – трубы | труба 219х6,0 по ГОСТ 10704-91 сталь 20 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-Н по ТУ 1394-015-05757848-2011 - 4065,0 м; труба 76х5,0 по ГОСТ 10704-91 сталь 20 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-Н по ТУ 1394-015-05757848-2011 - 1912,0 м |
| – количество отключающих устройств | 4 шт (DN200: 1ПК0+03; 1ПК19+52 DN65: 1ПК40+64; 1ПК57+00) |
| Газопровод от точки подключения к тройнику на 1ПК19+49 до ГРПШ №1 п. Ихала на 2ПК4+34 | 2ПК0+00-2ПК4+26 |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

Изм. Кол.уч Лист Недок. Подп. Дата

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

61

| Параметр | Значение |
|--|---|
| – давление газа | 0,6-1,2 МПа – высокое давление 1 категории |
| – протяженность | 426,0 м |
| в том числе участков, прокладываемых закрытым способом, м | 27,0 м (1 участок) в футляре (УГНБ) 2ПК2+48-2ПК2+75 |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | подземный |
| – трубы | труба 76x5,0 по ГОСТ 10704-91 сталь 20 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-Н по ТУ 1394-015-05757848-2011 - 426,0 м |
| – количество отключающих устройств | 1 шт. (DN65: 2ПК0+03) |
| Газопровод от точки подключения к тройнику на ПК15+94 до ГРПБ №6 п. Раухала | |
| – давление газа | 0,6-1,2 МПа – высокое давление 1 категории |
| – протяженность | 14865,0 м, в т.ч.: 219x6,0 мм – 13809,0 м (с учетом рубленного пикета 3ПК63-3ПК64 длиной 148,16 м, 3ПК127-3ПК128 длиной 131,02 м); 108x4,0 мм – 1056,0 м |
| в том числе участков, прокладываемых закрытым способом, м | 457,0 м (6 участков) 3ПК68+66-3ПК70+42 (176 м) в футляре (метод кривых) 3ПК81+81-3ПК82+12 (31 м) в футляре (УГНБ) 3ПК123+42-3ПК124+97 (155 м) в футляре (метод кривых) 3ПК128+5-3ПК128+23 (18 м) в футляре (микротоннелирование) 3ПК144+79-3ПК145+03 (24 м) в футляре (УГНБ) 3ПК147+21-3ПК147+74 (53 м) в футляре (ГНБ) |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | подземный |
| – трубы | труба 219x6,0 по ГОСТ 10704-91 сталь 20 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-Н по ТУ 1394-015-05757848-2011- 13809,0 м; труба 108x4,0 по ГОСТ 10704-91 сталь 20 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-Н по ТУ 1394-015-05757848-2011- 1056,0 м |
| – количество отключающих устройств | 8 шт. (DN200: 3ПК0+03, 3ПК56+43, 3ПК66+50, 3ПК70+71, 3ПК102+16, 3ПК122+84, 3ПК126+50; DN100: 3ПК137+33) |
| Газопровод от точки подключения к тройнику на 3ПК56+40 до ГРПБ №3 г. Лахденпохья | |
| – давление газа | 0,6-1,2 МПа – высокое давление 1 категории |
| – протяженность | 3697,0 м (с учетом рубленного пикета 4ПК2-4ПК3) |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

110489

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

62

| Параметр | Значение |
|---|--|
| | длиной 156,92 м) |
| в том числе участков, прокладываемых закрытым способом, м | 42,0 м (2 участка) 4ПК16+15-4ПК16+34 (29 м) в футляре (УГНБ) 4ПК35+97-4ПК36+10 (13 м) в футляре (УГНБ) |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | Подземный |
| – трубы | труба 159х5,0 по ГОСТ 10704-91 сталь 20 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-Н по ТУ 1394-015-05757848-2011 - 3697,0 м |
| – количество отключающих устройств | 1 шт. (DN150: 4ПК0+03) |
| Газопровод от точки подключения к тройнику на ЗПК102+14 до ГРПБ №4 г. Лахденпохья | 5ПК0+00-5ПК9+28 |
| – давление газа | 0,6-1,2 МПа – высокое давление 1 категории |
| – протяженность | 928,0 м |
| в том числе участков, прокладываемых закрытым способом, м | 151,0 м (1 участок) в футляре (метод кривых) 5ПК5+96-5ПК7+47 |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | Подземный |
| – трубы | труба 219х6,0 по ГОСТ 10704-91 сталь 20 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-Н по ТУ 1394-015-05757848-2011 - 928,0 м |
| – количество отключающих устройств | 1 шт. (DN200: 5ПК0+44) |
| Газопровод от точки подключения к тройнику на ЗПК137+30 до ГРПБ №5 г. Лахденпохья | 6ПК0+00-6ПК4+27 |
| – давление газа | 0,6-1,2 МПа – высокое давление 1 категории |
| – протяженность | 427,0 м |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | Подземный |
| – трубы | труба 219х6,0 по ГОСТ 10704-91 сталь 20 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-Н по ТУ 1394-015-05757848-2011 - 427,0 м |
| – количество отключающих устройств | 1 шт. (DN200: 6ПК0+03) |
| Газопровод от ГРПБ №6 п. Раухала до ГРПШ №7 п. Мийнала | 7ПК0+00-7ПК67+14 |
| – давление газа | 0,3-0,6 МПа – высокое давление 2 категории |
| – протяженность | 6740,0 м (с учетом рубленного пикета 7ПК0-7ПК1 длиной 126,23 м) |
| в том числе участков, прокладываемых закрытым способом, м | 60,0 м (3 участка) 7ПК28+31-7ПК28+56 (25 м) в футляре |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

110489

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

63

| Параметр | Значение |
|--|--|
| | (микротоннелирование) 7ПК59+51-7ПК59+69 (18 м) в футляре (УГНБ) 7ПК66+66-7ПК66+83 (17 м) в футляре (УГНБ) |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | Подземный |
| – трубы | труба ПЭ100 ГАЗ SDR 11 110x10,0 - 6740,0 м |
| Газопровод от точки подключения к тройнику на 1ПК40+60 до точки подключения к проектируемому газопроводу (проект ООО «КТПИ «Газпроект», шифр: 587.2.2017 вып. в 2020 г.) | 8ПК0+00-8ПК0+15 |
| – давление газа | 0,6-1,2 МПа – высокое давление 1 категории |
| – протяженность | 15,0 м |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | подземный |
| – трубы | труба 219x6,0 по ГОСТ 10704-91 сталь 20 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-Н по ТУ 1394-015-05757848-2011 - 15,0 м |
| – количество отключающих устройств | 1 шт. (DN200: 8ПК0+10) с системой дистанционного управления "АСДУК-ЭП" |
| Газопровод от ГРПБ №4 г. Лахденпохья до точки врезки в проектируемый газопровод (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.) | 9ПК0+00-9ПК0+17 |
| – давление газа | 0,005-0,3 МПа – среднее давление |
| – протяженность | 17,0 м |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | подземный |
| – трубы | труба ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63x5,8 - 17,0 м |
| Газопровод от ГРПШ №7 п. Мийнала до точки врезки в проектируемый газопровод объекта (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.) | 10ПК0+00-10ПК0+16 |
| – давление газа | 0,005-0,3 МПа – среднее давление |
| – протяженность | 16,0 м |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | подземный |
| – трубы | труба ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63x5,8 - 16,0 м |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

110489

Изм. Кол.уч Лист Недок. Подп. Дата

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

64

| Параметр | Значение |
|--|--|
| Газопровод от ГРПШ №2 п. Ихала до точки врезки в проектируемый газопровод (проект ООО «ИПИГАЗ», шифр: 10/1280-1/01-2019, вып. в 2019 г.) | 11ПК0+00-11ПК0+17 |
| – давление газа | 0,005-0,3 МПа – среднее давление |
| – протяженность | 17,0 м |
| – способ прокладки относительно поверхности земли | подземный |
| – трубы | труба ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63x5,8 - 17,0 м |
| Обвязка площадки ГРПШ №1 п. Ихала | |
| – давление газа | Рвх. max./Рвх.min - 1,2/0,794 МПа Рвых. - 0,003 МПа |
| – кран шаровой изолирующий сварной | DN100- 1 шт DN65 – 1 шт |
| – трубы | 76x5,0 – 2,1 м; 108x4,0 – 1,4 м; ПЭ100 ГАЗ SDR 11 110x10,0 – 6,5м |
| – Цокольный ввод Г-образный ПЭ 100 SDR 11 (сталь ГОСТ 10705-80) | 110x108 с футляром d=159 мм - 1 шт 76 с футляром d=108 мм – 1 шт |
| Обвязка площадки ГРПШ №2 п. Ихала | |
| – давление газа | Рвх. max./Рвх.min - 1,2/0,774МПа Рвых1 - 0,3 МПа Рвых2 - 0,003 МПа |
| – кран шаровой изолирующий сварной | DN50 – 2 шт DN80 – 1 шт |
| – трубы | 89x4,0 – 0,9 м 76x5,0 – 2,1 м 57x3,5 – 2,3 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 90x8,2 – 4,7 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63x5,8 – 4,0 м |
| – Цокольный ввод Г-образный ПЭ 100 SDR 11 (сталь ГОСТ 10705-80) | 90x89 с футляром d=159 мм – 1 шт 63x57 с футляром d=89 мм – 1 шт 76 с футляром d=108 мм – 1 шт |
| Обвязка площадки ГРПБ №3 г. Лахденпохья | |
| – давление газа | Рвх. max./Рвх.min - 1,2/0,73МПа Рвых1 - 0,3 МПа Рвых2 - 0,003 МПа |
| – кран шаровой изолирующий сварной | DN50 – 2 шт DN100 – 1 шт |
| – трубы | 159x5,0 – 1,4 м 108x4,0 – 0,9 м |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

65

| Параметр | Значение |
|---|---|
| | 57х3,5 – 2,3 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 110х10,0 – 4,4 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63х5,8 – 10,6 м |
| – Цокольный ввод Г-образный ПЭ 100 SDR 11 (сталь ГОСТ 10705-80) | 110х108 с футляром d=159 мм – 1 шт 63х57 с футляром d=89 мм – 1 шт 159 с футляром d=219 мм – 1 шт |
| Обязка площадки ГРПБ №4 г. Лахденпохья | |
| – давление газа | Рвх. max./Рвх.min - 1,2/0,679МПа Рвых1 - 0,3 МПа Рвых2 - 0,003 МПа |
| – кран шаровой изолирующий сварной | DN50 – 1 шт DN65 – 1 шт DN200 – 1 шт |
| – трубы | 219х6,0 – 1,6 м 76х5,0 – 0,8 м 57х3,5 – 1,1 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 225х20,5 – 2,1 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63х5,8 – 1,3 м |
| – Цокольный ввод Г-образный ПЭ 100 SDR 11 (сталь ГОСТ 10705-80) | 225х219 с футляром d=273 мм – 1 шт 63х57 с футляром d=89 мм – 1 шт 219 с футляром d=273 мм – 1 шт |
| Обязка площадки ГРПБ №5 г. Лахденпохья | |
| – давление газа | Рвх. max./Рвх.min - 1,2/0,658МПа Рвых1 - 0,3 МПа Рвых2 - 0,003 МПа |
| – кран шаровой изолирующий сварной | DN100 – 2 шт DN200 – 1 шт |
| – трубы | 219х6,0 – 1,4 м 108х4,0 – 1,8 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 225х20,5 – 13,1 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 160х14,6 – 38,2 м |
| – Цокольный ввод Г-образный ПЭ 100 SDR 11 (сталь ГОСТ 10705-80) | 225х219 с футляром d=273 мм – 1 шт 160х159 с футляром d=219 мм – 1 шт 219 с футляром d=273 мм – 1 шт |
| Обязка площадки ГРПБ №6 г. Раухала | |
| – давление газа | Рвх. max./Рвх.min - 1,2/0,655МПа Рвых1 - 0,6 МПа Рвых2 - 0,003 МПа |
| – кран шаровой изолирующий сварной | DN50 – 3 шт |
| – трубы | 108х4,0 – 0,4 м 57х3,5 – 3,4 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 110х10,0 – 0,4 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63х5,8 – 3,2 м |
| – Цокольный ввод Г-образный ПЭ 100 SDR 11 (сталь ГОСТ 10705-80) | 110х108 с футляром d=159 мм – 1 шт 63х57 с футляром d=89 мм – 1шт |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

66

| Параметр | Значение |
|---|---|
| | 108 с футляром d=159 мм – 1 шт |
| Обязка площадки ГРПБ №7 г. Мийнала | |
| – давление газа | Рвх. max./Рвх.min -0,6/0,573МПа Рвых1 - 0,3 МПа Рвых2 - 0,003 МПа |
| – кран шаровой изолирующий сварной | DN80 – 1 шт DN50 – 2 шт |
| – трубы | 89x4,0 – 0,9 м 57x3,5 – 2,3 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 110x10,0 – 7,2 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 90x8,2 – 6,0 м ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63x5,8 – 3,1 м |
| – Цокольный ввод Г-образный ПЭ 100 SDR 11 (сталь ГОСТ 10705-80) | 110x108 с футляром d=159 мм мм – 1 шт 90x89 с футляром d=159 мм мм – 1 шт 63x57 с футляром d=89 мм – 1 шт |

Срок службы проектируемого газопровода и применяемой запорной арматуры приведен в таблице 17.4.

Таблица 17.4 – Срок службы газопровода и применяемой запорной арматуры

| Трубопровод/запорное устройство | Расчетный срок службы | Обосновывающий документ |
|--|-----------------------|--|
| Шаровые краны изолирующие ручные фланцевые PN 1,6 МПа производства ООО «ПЗА»: – КШИ.Г.П.У1-50.Ф; – КШИ.Г.П.У1-65.Ф; – КШИ.Г.П.У1-80.Ф; – КШИ.Г.П.У1-100.Ф; – КШИ.Г.П.У1-200.Ф | Не менее 10 лет | Приложение Г |
| Шаровые краны ручные фланцевые PN 1,6 МПа КШ.Г.П.У1-50.Ф производства ООО «ПЗА» | Не менее 10 лет | Приложение Г |
| Шаровые краны ручные под приварку PN 1,6 МПа производства ООО «ПЗА»: – КШ.Г.П.У1-200.ПС; – КШ.Г.П.У1-150.ПС; – КШ.Г.П.У1-100.ПС, КШ.Г.П.У1-65.ПС | Не менее 10 лет | Приложение Г |
| Шаровый кран под приварку диаметром DN300 с номинальным давлением PN16 производства АО НПО «Тяжпромарматура» | Не менее 40 лет | Приложение Г |
| Автоматизированная система дистанционного управления АСДУК-ЭП на базе комплекса телеметрии АКТЕЛ производства ООО «Аскитех» | Не менее 10 лет | п.2.11.1 Руководства по эксплуатации АЕТС.421417.001 РЭ (Приложение Г) |
| Полиэтиленовые газопроводы из труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 | Не менее 50 лет | ГОСТ Р 58121.1-2018 п.3.3.2 |

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|------|--------|------|--------|-------|------|

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

67

| |
|---|
| Стальные газопроводы из труб по ГОСТ 10704-91 |
|---|

| |
|-----------------|
| Не менее 40 лет |
|-----------------|

| |
|-------------------|
| Том 590.2.2017-РЧ |
|-------------------|

Пункты редуцирования газа, согласно п.5.1 ГОСТ 34011-2016, должны соответствовать требованиям надежности при обеспечении безопасности эксплуатации со значениями следующих параметров:

а) Шкафные пункты:

- 1) средний срок службы – не менее 30 лет;
- 2) наработка до отказа – не менее 44000 часов;
- 3) среднее время восстановления работоспособного состояния – не более 3 часов.

б) Блочные пункты:

- 1) средний срок службы – не менее 40 лет;
- 2) наработка до отказа – не менее 44000 часов;
- 3) среднее время восстановления работоспособного состояния – не более 8 часов.

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|--------------------|-------|------|--|------------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист 68 |
| | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

18 Обоснование диаметра трубопровода

Диаметр газопровода определен на основании Схемы гидравлического расчета ГРС Ихала Лахденпохского района Республики Карелия (2012 г.), установленной Корректировкой Генеральных схем газоснабжения и газификации Республики Карелия в 2013 году, разработанной АО «Газпром промгаз». Для подтверждения работоспособности газораспределительной сети выполнен проверочный гидравлический расчет в соответствии с СП 42-101-2003.

Исходные данные для гидравлического расчета приведены в таблице 18.1.

Таблица 18.1 - Исходные данные для гидравлического расчета

| | | | |
|---|----------|-----------|-------------------|
| Плотность газа при нормальных условиях | ρ_0 | 0.73 | кг/м ³ |
| Избыточное давление в начале участка | P | 1,15 | МПа |
| Абсолютное давление в начале газопровода | Pн | 1,15 | МПа |
| Коэффициент кинематической вязкости газа, при нормальных условиях | ν | 0.0000143 | м ² /с |
| Эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки полиэтиленовой трубы | n | 0.0007 | см |
| Температура газа | t | 0 | °С |

Для выполнения гидравлического расчета, проектируемый межпоселковый газопровод разбит на расчетные участки в соответствии с диаметром и рабочим давлением. Результаты проверочного расчета и гидравлическая схема представлена в графической части 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 161

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|--------------------|-------|------|--|------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | 590.2.2017-ТКР1.ГЧ | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

19 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

Согласно техническим условиям на присоединение к газораспределительной сети, максимальное рабочее давление в точке подключения составляет 1,2 МПа, минимальное давление - 1,15 МПа.

Согласно гидравлической схеме газопровода (черт. 590.2.2017-ТКР1.ГЧ л.161), разработанной ООО «КТПИ «Газпроект», минимальное проектное давление в точке подключения принято 1,15 МПа.

Максимально допустимое давление в сетях:

- высокого давления 1 категории свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно;
- высокого давления 2 категории свыше 0,3 до 0,6 МПа включительно;
- среднего давления свыше 0,005 до 0,3 МПа включительно;
- низкого давления 0,005 МПа включительно и ниже.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ГЧ | | | | | | 70 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | | | | | |

20 Описание системы работы клапанов-регуляторов

Не требуется.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 71 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

21 Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок

Не требуется.

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|--------|-------|------|--------------------|------------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист 72 |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | |
| | | | | | | | |

22 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации

Согласно п.5.2.4 СП 62.13330.2011, п.2.2 технических требований на проектирование объекта, для газопровода с высоким давлением 1 категории приняты трубы по ГОСТ 10704-91 сталь 20, для газопровода с высоким давлением 2 категории, средним и низким давлением приняты трубы из полиэтилена ПЭ100 SDR11 с коэффициентом запаса прочности 3,2.

Прочностной расчет газопровода, выполненный согласно СП 42-102-2004 и СП 42-103-2003, представлен в томе 590.2.2017-РЧ.

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|--------------------|-------|------|--|------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

23 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов

Согласно п.5.1.7 СП 62.13330.2011, предусмотрена установка ручной запорной арматуры:

- для секционирования газопроводов сети газораспределения;
- перед пунктами редуцирования газа (ПРГ), за исключением ПРГ, на ответвлении газопровода к которым имеется запорная арматура на расстоянии менее 100 м от ПРГ;
- на выходе из ПРГ;
- при пересечении водных преград шириной при меженном горизонте 75 м и более;
- при пересечении железных дорог общей сети, если отключающее устройство, обеспечивающее прекращение подачи газа на участке перехода, расположено на расстоянии более 1000 м от дорог.

На участке газопровода высокого давления 1 категории проектом предусмотрена установка отключающего устройства подземного исполнения с дистанционным управлением для подключения объекта «Газопровод межпоселковый от ГРС Ихала - п. Вялимяки - п. Элисенваара - п. Куркиеки - п. Хийтола - п. Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия», вып. ООО «КТПИ «Газпроект» в 2020 г., шифр: 587.2.2017.

Ведомость установки запорной арматуры с продувочными свечами по трассе газопровода представлена на чертеже 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 157.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ГЧ | | | | | | 74 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

24 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них

Не требуется.

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|--------|-------|------|--------------------|------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | |

25 Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий

Не требуется.

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|--------------------|-------|------|--|------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

26 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием

Согласно п.5.1.7 СП 62.13330.2011, предусмотрена установка ручной запорной арматуры:

- для секционирования газопроводов сети газораспределения;
- перед пунктами редуцирования газа (ПРГ), за исключением ПРГ, на ответвлении газопровода к которым имеется запорная арматура на расстоянии менее 100 м от ПРГ;
- на выходе из ПРГ;
- при пересечении водных преград шириной при меженном горизонте 75 м и более;
- при пересечении железных дорог общей сети, если отключающее устройство, обеспечивающее прекращение подачи газа на участке перехода, расположено на расстоянии более 1000 м от дорог.

На участке газопровода высокого давления 1 категории проектом предусмотрена установка отключающего устройства подземного исполнения с дистанционным управлением для подключения объекта «Газопровод межпоселковый от ГРС Ихала - п. Вялимяки - п. Элисенваара - п. Куркиеки - п. Хийтола - п. Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия», вып. ООО «КТПИ «Газпроект» в 2020 г., шифр: 587.2.2017.

Конструктивно монтаж ручных запорных устройств предусмотрен в подземном исполнении бесколодезной установки с телескопическими удлинительными штоками и выводом управления под ковер (см. черт 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 157). При выполнении ремонтных и технологических работ стравливание газа предусматривается посредством продувочных свечей, смонтированных до и после запорной арматуры (по ходу газа). Продувочные свечи выводятся в единый ковер совместно со штоком запорной арматуры.

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|------------------------|--------------|--------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | 77 |

590.2.2017-ТКР1.ГЧ

Ведомость установки запорной арматуры с продувочными свечами по трассе газопровода представлена на чертеже 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 157.

В соответствии с п.4.51 СП 42-101-2003 в местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей ковер предусматривается вывести не менее чем на 0,5 м выше уровня земли.

В качестве ручной запорной отключающей арматуры приняты стальные шаровые краны КШ.Г.П.У1-200.ПС, КШ.Г.П.У1-150.ПС, КШ.Г.П.У1-100.ПС, КШ.Г.П.У1-65.ПС с номинальным давлением PN16 производства ООО «ПЗА» (или аналог).

Краны шаровые соответствуют классу герметичности А, согласно ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». В качестве антикоррозийной защиты предусмотрено наружное полиуретановое покрытие. Управление краном предусмотрено посредством Т-образного ключа.

В местах установки продувочных свечей применяются краны шаровые стальные фланцевые КШ.Г.П.У1-50.Ф с номинальным давлением PN16 производства ООО «ПЗА» (или аналог).

Предусмотренные проектом краны шаровые имеют сертификацию на соответствие техническим регламентам Таможенного союза и сертифицированы в ГАЗСЕРТ.

В местах установки пунктов редуцирования газа в качестве запорной арматуры устанавливаются шаровые краны ручные изолирующие надземной установки фланцевые КШИ.Г.П.У1-50.Ф, КШИ.Г.П.У1-65.Ф, КШИ.Г.П.У1-80.Ф, КШИ.Г.П.У1-100.Ф, КШИ.Г.П.У1-200.Ф с номинальным давлением PN16 по ТУ 3742-001-01197476-2015 производства ООО «ПЗА» (или аналог). Запорная арматура соответствует классу герметичности А, согласно ГОСТ 9544-2015. Для защиты от атмосферной коррозии краны предусмотрены с заводским эпоксидным покрытием.

В качестве управляемой запорной арматуры принята автоматизированная система дистанционного управления АСДУК-ЭП на базе комплекса телеметрии АКТЕЛ производства ООО «Аскитех» в комплекте с шаровым краном под приварку диаметром DN200 с номинальным давлением PN16 производства АО НПО «Тяжпромарматура» (или аналог).

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
|--------------|--|

| | |
|--------------|--|
| Подп. и дата | |
|--------------|--|

| | |
|--------------|--------|
| Изм. № подл. | 110489 |
|--------------|--------|

590.2.2017-ТКР1.ГЧ

Лист

78

Автоматизированные системы управления технологическими процессами в рамках данного проекта рассмотрены в текстовой части раздела 590.2.2017-ТКРЗ.

Проектом предусмотрена установка шкафных и блочных газорегуляторных пунктов.

Пункты редуцирования газа не комплектуются узлами учета расхода газа, согласно п.4 основных требований ТУ на присоединение к газораспределительной сети (Приложение А). Все блочные ПРГ предусмотрены с электрическим обогревом для обеспечения температуры воздуха в холодное время года не ниже плюс 5 °С в технологическом отсеке и отсеке блока телеметрии (п.4.5 ТТ на проектирование).

В транзитном ГРПБ №6 п. Раухала предусмотрена установка регуляторов давления с монитором.

В транзитном и сетевых ПРГ предусмотрена установка регуляторов давления с диапазоном по температуре окружающей среды от минус 30 °С (не более) до плюс 50 °С.

Устанавливаемые пункты редуцирования газа:

- ГРПШ №1 п. Ихала предназначен для снижения входного высокого давления газа 1 категории ($PN \leq 1,2$ МПа) до низкого ($PN \leq 0,003$ МПа). Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования (рабочая и резервная);

- ГРПШ №2 п. Ихала предназначен для снижения входного высокого давления 1 категории ($PN \leq 1,2$ МПа) до среднего давления газа ($PN \leq 0,3$ МПа) на первом выходе, а также до низкого давления ($PN \leq 0,003$ МПа). Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования (рабочая и резервная);

- ГРПБ №3 г. Лахденпохья предназначен для снижения входного высокого давления газа 1 категории ($PN \leq 1,2$ МПа) до среднего давления газа ($PN \leq 0,3$ МПа) на первом выходе, а также до низкого давления газа ($PN \leq 0,003$ МПа) на втором выходе. Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования на каждый выход (рабочая и резервная);

- ГРПБ №4 г. Лахденпохья предназначен для снижения входного высокого давления газа 1 категории ($PN \leq 1,2$ МПа) до среднего давления газа ($PN \leq 0,3$ МПа) на первом выходе, а также до низкого давления газа ($PN \leq 0,003$ МПа) на втором выходе. Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования на каждый

| | | | | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------|--------|--------------|--------------|------|--------------------|----|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | 96 |
| | | | | | | | | | | | Лист | 79 |

выход (рабочая и резервная);

- ГРПБ №5 г. Лахденпохья предназначен для снижения входного высокого давления газа 1 категории ($P_{N \leq 1,2}$ МПа) до среднего давления газа ($P_{N \leq 0,3}$ МПа) на первом выходе, а также до низкого давления газа ($P_{N \leq 0,003}$ МПа) на втором выходе. Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования на каждый выход (рабочая и резервная);

- транзитный ГРПБ №6 п. Раухала предназначен для снижения входного высокого давления газа 1 категории ($P_{N \leq 1,2}$ МПа) до высокого давления газа 2 категории ($P_{N \leq 0,6}$ МПа) на первом выходе, а также до низкого давления газа ($P_{N \leq 0,003}$ МПа) на втором выходе. Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования на каждый выход (рабочая и резервная);

- ГРПШ №7 п. Мийнала предназначен для снижения входного высокого давления газа 2 категории ($P_{N \leq 0,6}$ МПа) до среднего давления газа ($P_{N \leq 0,3}$ МПа) на первом выходе, а также до низкого давления газа ($P_{N \leq 0,003}$ МПа) на втором выходе. Пункт редуцирования газа запроектирован с двумя линиями редуцирования на каждый выход (рабочая и резервная).

Редуцирование с входного давления 0,6 МПа и более на выходное давление 0,003 МПа и менее предусмотрено двухступенчатым и последовательным, согласно п.8.2.4 ГОСТ Р 56019-2014.

ГРПБ и ГРПШ предназначены для фильтрации, редуцирования давления газа и автоматического поддержания выходного давления в заданных пределах независимо от изменения входного давления и расхода газа, а также для автоматического отключения газа при аварийном повышении или понижении выходного давления сверх допустимых заданных значений.

Согласно п.4.7 технических требований, в блочных ПРГ предусматривается установка автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТП РГ).

АСУ ТП РГ предназначена для:

- обеспечения сбора и анализа информации, необходимой для выполнения специалистами возложенных на них функций по контролю и управлению технологическими процессами;
- предотвращения аварийных ситуаций.

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 80 |

Согласно п.4.6 технических требований, перечень контролируемых параметров комплекса АСУ ТП РГ разработан в соответствии с СТО Газпром 2.12-2016. Проектом предусмотрен монтаж внутри ПРГ комплекта оборудования комплекса телеметрии, выполненного во взрывозащищенном исполнении.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами в рамках данного проекта рассмотрены в текстовой части раздела 590.2.2017-ТКР3.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 81 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

27 Сведения о числе рабочих мест и их оснащённости, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта

Сдача в эксплуатацию рассматриваемого объекта не предполагает создания в составе эксплуатирующей организации новых подразделений, предназначенных для эксплуатации и обслуживания оборудования линейной части газопровода.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|-------|------|--------------------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 82 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | |

28 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды

Проектом предусмотрена установка сетевых узлов редуцирования газа блочного типа ГРПБ №3 г. Лахденпохья, ГРПБ №4 г. Лахденпохья, ГРПБ №5 г. Лахденпохья, ГРПБ №6 п. Раухала и шкафного типа ГРПШ №1 п. Ихала, ГРПШ №2 п. Ихала, ГРПШ №7 п. Мийнала.

Все блочные ПРГ предусмотрены с электрическим обогревом для обеспечения температуры воздуха в холодное время года не ниже плюс 5 °С в технологическом отсеке и отсеке блока телеметрии (п.4.5 ТТ на проектирование).

Проектом предусматривается электроснабжение всех блочных ПРГ и одной автоматизированной системы дистанционного управления АСДУК-ЭП на базе комплекса телеметрии АКТЕЛ в комплекте с шаровым краном диаметром DN200.

Потребление электрических нагрузок представлено заводом-изготовителем оборудования:

- СКЗ-1–1,2 кВт;
- СКЗ-2 –1,2 кВт;
- ГРПБ №3 г. Лахденпохья и СКЗ – 12,8 кВт + 1,2 кВт;
- ГРПБ №4 г. Лахденпохья и СКЗ-4 – 12,8 кВт + 1,2 кВт;
- ГРПБ №5 г. Лахденпохья – 12,8 кВт;
- ГРПБ №6 п. Раухала и СКЗ-6 – 12,8 кВт + 1,2 кВт;
- СКЗ-5 – 1,2 кВт;
- автоматизированная система дистанционного управления АСДУК-ЭП на базе комплекса телеметрии АКТЕЛ в комплекте с шаровым краном диаметром DN200 – 3 кВт.

Более подробно сведения о расходе электроэнергии представлены в разделе 590.2.2017-ИЛО1.

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|------------------------|--------------|--------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | |

29 Описание системы управления технологическим процессом (при наличии технологического процесса)

Согласно п.5 основных требований технических условий на присоединение к газораспределительной сети распределительного газопровода (Приложение А), п.4.7 технических требований на проектирование объекта данные с объектов должны передаваться по каналам GSM связи в существующий диспетчерский пульт АО «Газпром газораспределение Петрозаводск».

Подробнее описание системы представлено в разделе 590.2.2017-ТКР3.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 84 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

30 Описание системы диагностики состояния трубопровода

Не требуется.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

31 Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой

Не требуется.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

32 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению

Перечень образующихся отходов в период строительства представлен в таблице 32.1.

Таблица 32.1 - Перечень образующихся отходов в период строительства

| Процесс образования отходов | Наименование отходов по ФККО | Код ФККО | Класс опасности |
|--------------------------------|--|------------------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Отходы обслуживания техники от | Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов менее 15%) | 9 19 204 02 60 4 | 4 |
| Отходы жизнедеятельности | Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) | 7 33 100 01 72 4 | 4 |
| | Отходы очистки накопительных баков мобильных туалетных кабин | 7 32 221 01 30 4 | 4 |
| Землеройные работы | Грунт, образовавшийся при проведении землеройных работ, не загрязненный опасными веществами | 8 11 100 01 49 5 | 5 |
| Расчистка растительности от | Отходы древесины от лесоразработок | 1 52 110 00 00 0 | 5 |

Подробные сведения представлены в томе 7.1 590.2.2017-ООС «Мероприятия по охране окружающей среды».

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|--------------------|-------|------|--|------------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист 87 |
| | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

33 Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями

Все работы, связанные со сбором и удалением отходов с территории проектируемого объекта, должны выполняться с соблюдением правил производственной санитарии и требуемой безопасности.

До начала работ подрядная строительная организация должна заключить договора со специализированными организациями, имеющими соответствующие лицензии по обращению с отходами.

Подробные сведения представлены в томе 7.1 590.2.2017-ООС «Мероприятия по охране окружающей среды».

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 88 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

34 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)

Охрану окружающей среды от воздействия отходов обеспечивают следующие мероприятия:

- проведение инвентаризации отходов;
- безопасное накопление (временное складирование) отходов;
- передача отходов в специализированную организацию, имеющую лицензию по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов.

К мероприятиям по безопасному накоплению отходов относятся:

- раздельное складирование отходов с учетом физико-химических свойств, агрегатного состояния, класса опасности;
- накопление отходов в герметичных емкостях и контейнерах на специальных площадках, имеющих твердое покрытие.

К организационным мероприятиям можно отнести:

- назначение лиц, ответственных за сбор отходов и организацию мест их временного хранения;
- регулярный контроль за условиями временного хранения отходов;
- проведение инструктажа персонала о правилах обращения с отходами.

Все отходы размещаются на специально оборудованных площадках временного хранения отходов. При соблюдении необходимых норм и правил сбора, хранения отходов, возможность загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод будет минимальна.

Сбор отходов производства и потребления должен производиться отдельно, вывоз осуществляться специально оборудованным автотранспортом.

Транспортировка отходов должна осуществляться способами, исключающими возможность их потери в процессе транспортировки, создания аварийных ситуаций, нанесения вреда окружающей среде, здоровью людей, хозяйственным и иным

| | |
|--------------|--------|
| Изм. № подл. | 110489 |
| Подп. и дата | |
| Взам. инв. № | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

89

объектам.

Мероприятия по снижению отрицательного воздействия проектируемого объекта на окружающую среду включают в себя соответствующие мероприятия природоохранного характера и санитарно-гигиенического характера, которые призваны обеспечить безопасность и безвредность для человека и окружающей среды влияния предприятия.

Учитывая отсутствие источников постоянного выброса, рассредоточенность выбросов загрязняющих веществ по территории площадки и кратковременность выбросов во времени, основными мероприятиями по недопущению превышения расчетных значений предельно-допустимых концентраций на период проведения строительства являются:

- соблюдение правил техники безопасности и пожарной безопасности при выполнении всех видов работ;

- выбор режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий, позволяющего уменьшить выброс загрязняющих веществ в атмосферу и обеспечить снижение их концентраций в приземном слое воздуха;

- своевременное прохождение техникой ТО;

- глушение двигателей автомобилей и дорожно-строительной техники на время простоев;

- размещение на площадке строительных работ только того оборудования, которое требуется для выполнения технологических операций, предусмотренных на данном этапе работ;

- строгое соблюдение всех проектных решений.

Подробные сведения представлены в томе 7.1 590.2.2017-ООС «Мероприятия по охране окружающей среды».

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 90 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

35 Оценка возможных аварийных ситуаций

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций являются нарушения технологических процессов, технические ошибки обслуживающего персонала, нарушения противопожарных правил и правил техники безопасности, стихийные бедствия, террористические акты и т.п.

К опасным производствам проектируемого объекта относятся все его участки: участки газопроводов, технологическое оборудование, где обращается природный газ высокого давления, вещество которое с воздухом образует легковоспламеняющиеся, взрывоопасные смеси при его концентрации в воздухе от 5 до 15 % общего объема.

Аварии на рассматриваемом объекте возможны в связи с дефектами оборудования, его механическими повреждениями при нарушении режима эксплуатации или несоблюдением мер безопасности, а также вследствие стихийных бедствий.

Опасными производственными факторами на рассматриваемом объекте являются:

- возгорание газа при разрушении трубопроводов, открытый огонь и термическое воздействие пожара;
- взрыв газовоздушной смеси;
- обрушение и повреждение сооружений и установок.

Наиболее опасными являются аварии, связанные с возможностью возгорания газа, которое может произойти с определенной задержкой вне трубопровода уже после смешения с воздухом до определенных концентраций (от 5 до 15 % объемных) и появления достаточно мощного источника зажигания.

Как свидетельствуют наблюдения, период задержки воспламенения может составлять от нескольких десятых секунды до нескольких секунд. Иначе говоря, происходит воспламенение уже сформировавшегося газовоздушного потока с весьма высокой степенью турбулизации неоднородной структурой.

С точки зрения негативного воздействия на человека и окружающую среду наибольшую опасность представляют аварии с воспламенением газа в начальный период, то есть непосредственно после разрыва газопровода. При этом характер

| | | | | | | | |
|-------------|--------|--------------|-------|--------------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 91 |
| Ив. № подл. | | Подп. и дата | | Взам. инв. № | | | |
| 110489 | | | | | | | |

горения газа и масштабы воздействия пожара на людей и окружающую среду зависят от большого числа и конкретного сочетания целого ряда факторов, к основным из которых относятся:

- рабочее давление газа, диаметр газопровода, место расположения разрыва;
- наличие и расположение разобщительной арматуры, а также возможности её перекрытия;
- способ прокладки трубопровода (подземный, надземный);
- общие размеры разрушения (линейный пробег трещины);
- характерные размеры и форма грунтового новообразования (траншея, котлован);
- свойства массива грунта;
- взаимное положение осей зафиксированных концов разрушенного трубопровода;
- наличие укрытий и поведение человека.

Возможность смертельного поражения людей, находящихся в непосредственной близости от мест разрушения элементов газотранспортных систем, зависит от многих факторов: интенсивности выброса, направления и скорости ветра, влажности воздуха, диаметра и рабочего давления в трубопроводе, рельефа местности и наличия естественных или искусственных укрытий, продолжительности воздействия поражающих факторов, пространственно временного распределения людей вокруг источника аварии, адекватности поведения человека и т.д.

Дополнительные средства обеспечения безопасности персонала включают: противогазы промышленного применения, пояса безопасности, медицинские пакеты первой помощи, носилки, шлемы, защитные химические перчатки, маски, респираторы и другие средства индивидуальной защиты, согласно табеля снабжения.

Постоянный контроль за газопроводом осуществляется обходами, объездами и воздушным патрулированием для периодического наблюдения (визуального и с применением спецаппаратуры) газопровода с регистрацией всех нарушений и повреждений на газопроводе и его объектах.

К основным направлениям снижения вероятности возникновения аварий относятся: контроль качества выполнения работ, соответствия материалов и

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 92 |

конструкций установленным требованиям, квалификация и ответственность технических руководителей и исполнителей, организация системы защиты от неблагоприятных стихийных явлений.

Возможность локальных аварий существенно снижается при соблюдении установленных законодательными актами и отраслевыми нормами требований по охране труда, производственной санитарии и пожарной безопасности.

Подробный анализ опасностей и оценка риска на проектируемом объекте приведены в томе 10.1 590.2.2017-ГОЧС «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 93 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

36 Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон

К потенциально опасным участкам газопровода относятся:

- участки переходов через естественные и искусственные препятствия;
- участки пересечения с коммуникациями;
- участки с запорной арматурой, ПРГ;
- участки, пересекаемые ЛЭП или близко к ним расположенные.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения газораспределительных сетей устанавливается охранная зона. Порядок производства работ в охранной зоне регламентируется «Правилами охраны газораспределительных сетей».

Размер охранной зоны составляет:

- 2 м от оси газопровода в обе стороны, при прохождении по лесам и древесно-кустарниковой растительности 3 м от оси газопровода в обе стороны;
- вдоль трасс подземных газопроводов из полиэтиленовых труб при использовании медного провода для обозначения трассы газопровода - в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от газопровода со стороны провода и 2 метров - с противоположной стороны;
- вокруг отдельно стоящих ПРГ - в виде территории, ограниченной замкнутой линией, проведенной на расстоянии 10 метров от границ этих объектов.

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|-------------------------|--------------|--------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | Инва. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | 94 |

37 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (при необходимости)

В рамках проекта рассматривается авария – пожар.

Первоочередной задачей подразделений ГПС является спасение людей и локализация горения.

При тушении пожара руководитель тушения пожара обязан:

- выбрать и указать личному составу наиболее безопасные и кратчайшие пути прокладки рукавных линий, переноса оборудования и инвентаря;
- установить автомобили, оборудование и расположить личный состав на безопасном расстоянии положения зоны задымления, а также, чтобы они не препятствовали расстановке прибывающих сил и средств;
- избегать установки техники с подветренной стороны;
- установить единые сигналы для быстрого оповещения людей об опасности и известить о них весь личный состав, работающий на пожаре;
- определить пути отхода в безопасное место;
- организовать надежную связь со всеми боевыми участками и постоянную передачу и обработку поступающей информации,
- назначить наблюдателей за поведением горящих и соседних с ними коммуникаций.

Сигнал на эвакуацию личного состава должен принципиально отличаться от всех других сигналов на пожаре.

Подача огнетушащих веществ разрешается только по приказу оперативных должностных лиц на пожаре или непосредственных начальников.

Проектируемый объект находится в районе выезда 26 пожарной части по охране г. Лахденпохья ГКУ РК «Отряд противопожарной службы по Лахденпохскому району».

26 пожарная часть расположена по адресу: Республика Карелия,

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

95

| | | | | | |
|---------------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Инва. № подл. | 110489 | | | | |
| Подп. и дата | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | |

Лахденпохский район, г. Лахденпохья, ул. Ленинградское шоссе, д. 2а,
тел. +7 (81450) 45-664.

Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий подробно представлен в текстовой части тома 8 590.2.2017-ПБ.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | 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 Общие сведения

Межпоселковый газопровод в вертикальной плоскости прокладывается подземно параллельно рельефу местности за счет естественного изгиба труб. По данным инженерно-геологических изысканий трасса проектируемого межпоселкового газопровода проходит:

- ИГЭ-1а, 2, 3 – пучинистые грунты;
- ИГЭ-4а – слабопучинистые грунты;
- ИГЭ-4б – сильнопучинистые грунты;
- ИГЭ-5а, 5б, 5в, 5г, 6 – чрезмернопучинистые грунты.

Нормативная глубина сезонного промерзания, определенная для данного региона по данным метеостанции г. Сортавала, в соответствии СП 22.13330.2016, СП 131.13330.2012, составляет:

- для суглинков и глин – 120 см;
- для супесей, песков мелких и пылеватых – 144 см;
- для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 154 см;
- для крупнообломочных грунтов и коренных пород – 173 см.

В соответствии с требованиями пункта 5.42 СП 42-103-2003 с целью обеспечения устойчивости полиэтиленового газопровода и пункта 5.54 СП 42-102-2004 с целью обеспечения устойчивости стального газопровода в пучинистых грунтах глубина прокладки газопровода до верха трубы должна быть:

- не менее 0,8 глубины промерзания, но не менее 0,9 метра для сильнопучинистых грунтов;

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 97 |

- не менее 0,9 глубины промерзания, но не менее 1,0 м для чрезмернопучинистых грунтов.

Таким образом, минимальная глубина заложения газопровода, исходя из геологических условий и пучинистости грунтов, составляет:

- ИГЭ-1, 4а, 7, 8 – глубина 1,0 м при прокладке газопровода высокого давления 1 категории в соответствии с п.5.2.4 СП 62.13330.2011 и 0,8 м при прокладке газопровода 0,6 МПа и менее в соответствии с п.5.2.1 СП 62.13330.2011;
- ИГЭ-1а, 2, 3, 4б – глубина $(0,8 \cdot 1,44 \text{ м} = 1,15 \text{ м})$, но не менее 0,9 м) – 1,15 м;
- ИГЭ-5а, 5б, 5в, 5г, 6 – глубина $(0,9 \cdot 1,20 \text{ м} = 1,1 \text{ м})$, но не менее 1,0 м) – 1,1 м.

В соответствии с требованиями пункта 5.1.2 СП 62.13330.2011 предусмотрена подземная укладка проектируемого газопровода.

В соответствии с требованиями пункта 5.2.1 СП 62.13330.2011 прокладку газопровода следует осуществлять на глубине не менее 0,8 м до верха газопровода, футляра или балластирующего устройства.

В соответствии с требованиями пункта 5.2.4 СП 62.13330.2011 прокладку газопровода высокого давления 1 категории следует осуществлять на глубине не менее 1,0 м до верха газопровода, футляра или балластирующего устройства.

При прокладке газопровода на пахотных и орошаемых землях глубина заложения принимается не менее 1,2 м до верха трубы.

В местах установки переходов «полиэтилен-сталь» необходимо предусмотреть устройство песчаного основания длиной 1 метр от места соединения на высоту 0,1 метра и засыпку на 0,2 метра выше образующей стенки трубопровода.

Согласно п.п. 4.59 СП 42-101-2003 при прокладке газопровода в скальных, полускальных и мерзлых грунтах предусмотрено устройство песчаного основания на высоту 0,1 метра с последующей засыпкой траншеи песком и трембованием песка через каждые 0,1 метра.

При разработке скальных грунтов (ИГЭ-8) предварительное рыхление предусмотрено одноковшовым экскаватором с использованием гидромолота или бульдозером с использованием однозубого рыхлителя.

Ведомости пересечений проектируемого газопровода с автомобильными дорогами, а также с другими коммуникациями представлены в таблицах 38.1-38.31.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 98 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Таблица 38.1 – Ведомость пересечений автомобильных дорог по трассе проектируемого газопровода ПК0+00-ПК15+94

| Места пересечения по трассе | | Наименование дороги | Категория дороги | Вид покрытия | Ширина земляного полотна, м | Ширина основания насыпи, м | Ширина проезжей части, м | Угол пересечения, градус | Владелец |
|-----------------------------|------|---|------------------|--------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------|
| км | ПК+ | | | | | | | | |
| 0.2 | 2+38 | А-121 «Сортавала» Строящаяся (км 199+357) | IV | А | 11.95 | 27.01 | 9.17 | 84°53' | ФКУ Упрдор «Кола» |
| 0.3 | 3+00 | лесная дорога | б.кат. | | 2.00 | | | 69°04' | |

Таблица 38.2 – Ведомость пересечений автомобильных дорог по трассе проектируемого газопровода 1ПК0+00-1ПК59+72

| Места пересечения по трассе | | Наименование дороги | Категория дороги | Вид покрытия | Ширина земляного полотна, м | Ширина основания насыпи, м | Ширина проезжей части, м | Угол пересечения, градус | Владелец |
|-----------------------------|-------|--|------------------|--------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------|
| км | ПК+ | | | | | | | | |
| 1.6 | 15+56 | А-121 «Сортавала» Строящаяся (км 198+313) | IV | А | 12.16 | 23.71 | 9.17 | 90°00' | ФКУ Упрдор «Кола» |
| 1.6 | 16+37 | 86 ОП РЗ 86К-90 Ихала-Лумиваара км 1+050 (дорога подлежит рекультивации) | V | ПГС | - | - | 5.72 | 85°19' | КУ РК «Управдор РК» |
| 3.6 | 35+74 | А-121 «Сортавала» км 208+530 | IV | А | 9.96 | 14.27 | 7.24 | 85°12' | ФКУ Упрдор «Кола» |
| 4.2 | 42+12 | 86 ОП РЗ 86К-91 Подъезд к пункту пропуска «Сювяоро» км 0+418 | IV | А | 11.07 | 17.80 | 7.79 | 84°17' | КУ РК «Управдор РК» |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

99

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Таблица 38.3 – Ведомость пересечений автомобильных дорог по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование дороги | Категория дороги | Вид покрытия | Ширина земляного полотна, м | Ширина основания насыпи, м | Ширина проезжей части, м | Угол пересечения, градус |
|-----------------------------|------|--|------------------|--------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| км | ПК+ | | | | | | | |
| 0.3 | 2+63 | 86 ОП РЗ 86К-90 Ихала-Лумиваара км 0+630 | V | ПГС | - | - | 6.03 | 83°55' |

Таблица 38.4 – Ведомость пересечений автомобильных дорог по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование дороги | Категория дороги | Вид покрытия | Ширина земляного полотна, м | Ширина основания насыпи, м | Ширина проезжей части, м | Угол пересечения, градус |
|-----------------------------|---------|--------------------------------|------------------|--------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| км | ПК+ | | | | | | | |
| 5.5 | 55+30 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | 56°41' |
| 5.7 | 56+98 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | 78°44' |
| 6.1 | 60+90 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | 59°40' |
| 6.9 | 68+54 | лесная дорога | б.кат. | | 2.10 | - | - | 83°44' |
| 7.0 | 69+98 | А-121 «Сортавала» км217+551 | IV | А | - | - | 7.36 | 89°42' |
| 7.0 | 69+90 | Ихала-Яккима | б.кат. | ПГС | - | - | 4.89 | 86°58' |
| 7.1 | 71+31 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | - | - | 24°32' |
| 7.2 | 71+82 – | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | Наименование дороги | Категория дороги | Вид покрытия | Ширина земляного полотна, м | Ширина основания насыпи, м | Ширина проезжей части, м | Угол пересечения, градус |
|-----------------------------|-------------------|---|------------------|--------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| км | ПК+ | | | | | | | |
| | 72+03 | | | | | | | |
| 8.2 | 81+93 | 86 ОП РЗ 86К-120 Лахденпохья – Сикопохья км 42+002 | V | ПГС | - | 13.38 | 8.62 | 83°37' |
| 10.9 | 109+34 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | 48°30' |
| 11.3 | 113+24 | грунтовая дорога | б.кат. | ПГС | - | - | 2.53 | 78°30' |
| 12.3 | 122+70 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | 81°28' |
| 12.8 | 128+37 | 86 ОП РЗ 86К-93 Лахденпохья- Пайкъярвиюля км 2+049 | V | ПГС | - | - | 6.71 | 88°47' |
| 14.5 | 144+92 | 86 ОП РЗ 86К-110 подъезд к станции Хуухкамяки км 0+084 | V | A | 12.74 | 14.28 | 7.35 | 89°56' |
| 14.8 | 147+52 | A-121 «Сортавала» км 223+915 | IV | A | 14.28 | 16.28 | 7.77 | 89°56' |
| 14.8 | 147+57 | пешеходная дорожка | б.кат. | A | 1.00 | | | 89°56' |
| 14.8 | 147+79- 147+86 | проезд | б.кат. | Г | | | | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Таблица 38.5 – Ведомость пересечений автомобильных дорог по трассе проектируемого газ

| Места пересечения по трассе | | Наименование дороги | Категория дороги | Вид покрытия | Ширина земляного полотна, м | Ширина основания насыпи, м | Ширина проезжей части, м | Угол пересечения, градус |
|-----------------------------|-------|--|------------------|--------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| км | ПК+ | | | | | | | |
| 0.2 | 2+149 | грунтовая дорога | | | | | 3.70 | 22°17' |
| 1.6 | 16+24 | 86 ОП РЗ 86К-119 Элисенваара- Лумиваара- Лахденпохья км 39+546 | V | A | 8.20 | - | 6.30 | 89°31' |
| 2.5 | 25+06 | ул. Аркадия Маркова | V | ПГС | - | - | 6.71 | 66°35' |
| 3.66 | 36+2 | ул. Первомайская | | A | 5.94 | 9.15 | 2.91 | 88°17' |

Таблица 38.6 – Ведомость пересечений автомобильных дорог по трассе проектируемого газ

| Места пересечения по трассе | | Наименование дороги | Категория дороги | Вид покрытия | Ширина земляного полотна, м | Ширина основания насыпи, м | Ширина проезжей части, м | Угол пересечения, градус |
|-----------------------------|------|---------------------|------------------|--------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| км | ПК+ | | | | | | | |
| 0.2 | 2+03 | лесная дорога | б.кат. | | 4.00 | | | 65°15' |
| 0.9 | 9+08 | лесная дорога | б.кат. | | 4.00 | | | 69°28' |

| | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--|--|-----|
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | | | 590 |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Таблица 38.7 – Ведомость пересечений автомобильных дорог по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование дороги | Категория дороги | Вид покрытия | Ширина земляного полотна, м | Ширина основания насыпи, м | Ширина проезжей части, м | Угол пересечения, градус |
|-----------------------------|-------|---|------------------|--------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| км | ПК+ | | | | | | | |
| 0.01 | 0+13 | проезд | | Г | | | 14.44 | 64°48' |
| 2.6 | 26+47 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | 74°08' |
| 2.8 | 28+44 | 86 ОП РЗ 86К-102 Подъезд к п. Коконниэми км 0+050 | V | ПГС | 8.83 | 11.90 | 6.94 | 59°03' |
| 3.2 | 32+28 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | 51°04' |
| 3.3 | 33+08 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | 60°17' |
| 4.2 | 41+83 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | 43°58' |
| 4.2 | 42+22 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | 62°43' |
| 6.0 | 59+62 | 86 ОП РЗ 86К-103 Подъезд к п. Микли км 0+240 | V | А | - | - | 5.29 | 82°51' |
| 6.4 | 64+15 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | 87°29' |
| 6.6 | 65+57 | лесная дорога | б.кат. | | 3.00 | | | 82°23' |
| 6.7 | 66+74 | ул. Центральная | - | А | 7.27 | 12.88 | 4.74 | 87°25' |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | Наименование дороги | Категория дороги | Вид покрытия | Ширина земляного полотна, м | Ширина основания насыпи, м | Ширина проезжей части, м | Угол пересечения, градус |
|-----------------------------|-----|---------------------|------------------|--------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| км | ПК+ | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

Таблица 38.8 – Ведомость пересечений железных дорог по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование | Количество пересекаемых путей | Угол пересечения, град | Ширина насыпи (выемки) по верху | Ширина проезжей части, м |
|-----------------------------|-------|---|-------------------------------|------------------------|---------------------------------|--------------------------|
| км | ПК+ | | | | | |
| 1.5 | 14+93 | ж.д Кушелевка – Томицы, перегон Яккима - Элисенваара (км пересечения проект. трассы с ж/д 212км+615м) | 1 | 89°52' | 4.20 | |

Таблица 38.9 – Ведомость пересечений железных дорог по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование | Количество пересекаемых путей | Угол пересечения, град | Ширина насыпи (выемки) по верху | Ширина проезжей части, м |
|-----------------------------|-------|--|-------------------------------|------------------------|---------------------------------|--------------------------|
| км | ПК+ | | | | | |
| 5.9 | 58+60 | ж.д Кушелевка – Томицы, перегон Яккима - Элисенваара | 1 | 85°55' | 3.32 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | Наименование | Количество пересекаемых путей | Угол пересечения, град | Ширина насыпи (выемки) по верху | Ш н (вы |
|-----------------------------|-----|---|-------------------------------|------------------------|---------------------------------|---------------|
| км | ПК+ | | | | | |
| | | (км пересечения проект.трассы с ж/д 209км+863м) | | | | |

Таблица 38.10 – Ведомость пересечений железных дорог по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование | Количество пересекаемых путей | Угол пересечения, град | Ширина насыпи (выемки) по верху | Ш н (вы |
|-----------------------------|-------|--|-------------------------------|------------------------|---------------------------------|---------------|
| км | ПК+ | | | | | |
| 7.0 | 69+70 | ж.д Кушелевка – Томицы, перегон Яккима - Элисенваара (км пересечения проект. трассы с ж/д 217км+444м) | 1 | 89°57' | 3,88 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | Наименование | Количество пересекаемых путей | Угол пересечения, град | Ширина насыпи (выемки) по верху | Ш на (вы |
|-----------------------------|--------|--|-------------------------------|------------------------|---------------------------------|----------|
| км | ПК+ | | | | | |
| 12.4 | 124+15 | ж.д Кушелевка – Томицы, перегон Куокканиэми - Яккима (км пересечения проект. трассы с ж/д 221км+995м) | 1 | 86°34' | 4.41 | 2 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Таблица 38.11 – Ведомость пересечений железных дорог по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование | Количество пересекаемых путей | Угол пересечения, град | Ширина насыпи (выемки) по верху | Ширина насыпи (выемки) по низу |
|-----------------------------|------|---|-------------------------------|------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| км | ПК+ | | | | | |
| 0.7 | 6+67 | ж.д Кушелевка – Томицы, перегон Куокканиэми - Яккима (км пересечения проект. трассы с ж/д 220км+220м) | 1 | 88°53' | 22.5 | |

Таблица 38.12 – Ведомость пересечений ЛЭП по трассе проектируемого газопровода ПК0+00

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|---------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| 0.28 | 0+276.1 | ВЛ 10кВ | 24°06' | 3 | 26.0 | 5.3 | б.н, б.н. | 8.5 6.0 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|---------------------------------|--|--------|-----------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| 1.5 | 15+08 | линия связи нед. | 89°32' | 12 | 6.2 | 43.2 | б.н, б.н. | 7.1 6.5 | |

Таблица 38.13 – Ведомость пересечений ЛЭП по трассе проектируемого газопровода 1ПК0+

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекемых проводов, шт | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|--------------------------------|--|--------|-------------|--------------|
| | | | | | | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| | | | | | левый | правый | | левый столб | |
|-----|-------|------------------|--------|----|-------|--------|--------------|--------------|--|
| 0.7 | 7+18 | ВЛ 35кВ | 26°27' | 3 | 28.5 | 147.9 | б.н, 52 | 18.0 12.0 | |
| 0.8 | 7+82 | ВЛ 10кВ | 27°02' | 3 | 35.8 | 41.6 | б.н, б.н. | 8.5 7.7 | |
| 1.7 | 16+54 | ВЛ 10кВ | 83°12' | 3 | 66.4 | 22.7 | б.н, б.н. | 8.0 7.0 | |
| 3.4 | 33+52 | ВЛ 10кВ | 71°48' | 3 | 23.9 | 48.9 | 12, 13 | 10.2 9.4 | |
| 5.8 | 58+45 | линия связи нед. | 83°56' | 24 | 39.9 | 5.7 | б.н, б.н. | 6.8 6.2 | |
| 5.9 | 58+82 | ВЛ 10кВ | 83°35' | 3 | 45.8 | 15.1 | б.н, б.н. | 9.0 8.0 | |
| 5.9 | 58+95 | не действ. | 85°42' | 3 | 45.7 | 5.6 | б.н, б.н. | 8.4 7.8 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|---------------------------------|--|--------|--------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | | |

Таблица 38.14 – Ведомость пересечений ЛЭП по трассе проектируемого газопровода 2ПК0+

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|---------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| 0.0 | 0+36 | ВЛ 10кВ | 88°37' | 3 | 26.9 | 21.1 | 7, б.н, | 9.5 8.8 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|--------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| 0.1 | 0+66 | ВЛ 35кВ | 88°18' | 3 | 31.6 | 176.1 | 59, 60 | 18.0 | 12.0 |

Таблица 38.15 – Ведомость пересечений ЛЭП по трассе проектируемого газопровода ЗПК0+

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| 2.6 | 26+09 | ВЛ 10кВ | 56°24' | 3 | 57.2 | 19.3 | б.н, б.н. | 10.0 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|--------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 9.1 | |
| 3.9 | 39+26 | ВЛ 35кВ | 48°18' | 3 | 219.1 | 40.3 | б.н, б.н. | 21.0 15.0 | |
| 4.5 | 45+01 | ВЛ 10кВ | 69°56' | 3 | 20.2 | 42.6 | б.н, б.н. | 9.0 8.2 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|---------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| 5.5 | 54+97 | ВЛ 10кВ | 41°47' | 3 | 42.1 | 29.4 | б.н, б.н. | 8.6 7.9 | |
| 5.5 | 55+12 | ВЛ 35кВ | 41°36' | 3 | 34.5 | 200.9 | б.н, б.н. | 11.80 9.80 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| 5.7 | 57+08 | ВЛ 10кВ | 65°26' | 3 | 13.6 | 23.6 | б.н, б.н. | 9.9 9.0 | |
| 6.9 | 68+55 | ВЛ 10кВ | 80°42' | 3 | 19.4 | 40.0 | 79, 78. | 9.4 7.6 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|---------------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | | |
| 6.9 | 68+90 | линия связи | 78°04' | 1 | 37.4 | 24.7 | б.н., б.н. | 6.0 4.5 | |
| 6.9 | 69+04 | ВЛ 0.4кВ | 78°14' | 1 | 12.6 | 20.5 | 13, 14 | 7.6 | |
| 7.0 | 69+54 | линия связи | 89°53' | 13 | 36.3 | 12.8 | 482, 483 | 5.6 4.2 | |
| 7.0 | 69+60 | ВЛ 0.4кВ | 89°48' | 3 | 40.4 | 2.0 | 32-67, | 6.6 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|--------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | 31-67 | 6.0 | |
| 7.0 | 70+01 | ВЛ 10кВ | 89°07' | 3 | 40.7 | 8.3 | 91, 92 | 8.4 | |
| 8.2 | 82+16 | ВЛ 10кВ | 84°56' | 3 | 27.0 | 30.0 | 26, 27 | 9.3 8.5 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|----------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|----------|--------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | | |
| 12.4 | 124+06 | ВЛ 10кВ | 87°16' | 3 | 17.2 | 39.4 | 25, 26 | 11.4 10.1 | |
| 12.91 | 128+33.2 | ВЛ 10 кВ Л-34-01 | 89°14' | 3 | 5.5 | 53.3 | 61, б.н. | 9.9 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | | |
| 13.7 | 136+70 | ВЛ 110кВ | 53°48' | 3 | 36.0 | 204.1 | 21, 22 | 11.5 | |
| 14.0 | 140+04 | ВЛ 10кВ | 55°32' | 3 | 29.9 | 31.2 | б.н, б.н. | 9.0 8.4 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|--------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| 14.3 | 143+44 | ВЛ 10кВ | 39°45' | 3 | 16.9 | 60.9 | б.н, б.н. | 9.1 8.5 | |
| 14.4 | 144+30 | ВЛ 35кВ | 29°18' | 3 | 42.5 | 31.8 | б.н, б.н. | 13.6 12.1 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| 14.5 | 145+00 | линия связи | 59°39' | 3 каб. | 6.8 | 43.7 | б.н, б.н. | 7.8 | |
| 14.6 | 146+46 | ВЛ 10кВ | 73°34' | 3 | 55.0 | 37.2 | 47, б.н. | 9.7 8.5 | |
| 14.7 | 147+44 | ВЛ 0.4кВ | 89°55' | 1 | 16.5 | 22.7 | 48, 49 | 12.0 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|--------------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | | |
| 14.8 | 147+62 | линия связи | 89°48' | 14 | 3.5 | 43.0 | б.н. б.н. | 6.5 6.0 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Таблица 38.16 – Ведомость пересечений ЛЭП по трассе проектируемого газопровода 4ПК0+

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высоты | |
|--------------|--------|--|--------------------------|---------------------------------|--|--------|-----------|--------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | | |
| 1.4 | 14+26 | ВЛ 35кВ | 88°06' | 3 | 37.4 | 101.5 | 16, б.н. | 15.5 11.2 | |
| 1.4 | 14+33 | ВЛ 10кВ | 88°23' | 3 | 21.7 | 47.3 | б.н, б.н. | 8.7 8.0 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | | |
| 1.6 | 16+28 | ВЛ 0.4кВ нед. | 88°08' | 2 | 27.7 | 23.8 | | 7.70 | |
| 1.6 | 16+30 | ВЛ 0.4кВ | 86°41' | 1 | 18.7 | 6.0 | б.н, б.н. | 7.7 | |
| 1.7 | 16+85 | ВЛ 10кВ | 45°36' | 3 | 23.6 | 45.6 | б.н, б.н. | 9.5 7.8 | |
| 1.8 | 17+75 | ВЛ 10кВ | 66°28' | 3 | 52.3 | 21.8 | б.н, б.н. | 10.5 9.5 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|----------|--------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| 1.8 | 17+88 | ВЛ 110кВ | 66°54' | 3 | 101.9 | 104.3 | 70, б.н. | 17.0 11.0 | |
| 2.3 | 22+89 | ВЛ 35кВ | 85°10' | 3 | 27.5 | 63.3 | 12, б.н. | 11.5 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|---------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|---------------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | | |
| 2.6 | 26+48 | ВЛ 0.4кВ | 76°31' | 1 | 41.0 | 30.2 | 8, б.н. | 6.5 | |
| 3.58 | 35+18.5 | ВЛ 10кВ | 85°09' | 3 | 19.2 | 36.4 | б.н., б.н. | 8.3 7.5 | |
| 3.59 | 35+29.4 | ВЛ 10кВ | 83°11' | 3 | 15.7 | 35.5 | б.н., 6 | 8.6 7.8 | |
| 3.67 | 36+12.3 | ВЛ 10кВ | 87°21' | 3 | 19.9 | 36.0 | 5, 6 | 8.0 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Таблица 38.17 – Ведомость пересечений ЛЭП по трассе проектируемого газопровода 5ПК0+

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высоты | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | | |
| 0.7 | 6+52 | ВЛ 10кВ | 85°51' | 3 | 6.1 | 99.1 | 49, б.н. | 9.0 8.0 | |
| 0.7 | 6+83 | линия связи | 89°11' | 24 | 34.8 | 13.2 | б.н, б.н. | 6.5 6.0 | |
| 0.9 | 8+99 | ВЛ 10кВ | 77°54' | 3 | 21.5 | 8.8 | б.н, б.н. | 8.9 8.0 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | | |
| 0.9 | 9+24 | ВЛ 10кВ | 85°58' | 3 | 3.1 | 40.3 | б.н, б.н. | 9.0 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Таблица 38.18 – Ведомость пересечений ЛЭП по трассе проектируемого газопровода 7ПК0+

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересек- каемых прово- дов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высот | |
|--------------|---------|--|--------------------------|---------------------------------------|--|--------|--------------|-------------|---|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | п |
| | | | | | | | | | |
| 0.0 | 0+41,51 | ВЛ 0.4кВ | 53°36' | 1 | 19.5 | 31.4 | б.н, б.н. | 7.4 6.3 | |
| 3.2 | 32+39 | ВЛ 0.4кВ | 50°09' | 3 | 25.3 | 41.9 | 6, 7 | 9.0 8.5 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| 5.3 | 52+72 | линия связи | 41°26' | 1 | 18.6 | 14.3 | б.н, б.н. | 7.5 | |
| 5.9 | 59+07 | ВЛ 10кВ ВЛ 0.4кВ | 86°44' | 3+1 каб. | 46.9 | 7.2 | б.н, б.н. | 8.0 7.5 | |
| 5.9 | 59+14 | ВЛ 10кВ | 82°25' | 3 | 47.1 | 10.2 | б.н, б.н. | 8.6 8.0 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|-----------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| 6.1 | 61+48 | ВЛ 10кВ | 17°13' | 3 | 48.2 | 21.9 | б.н, б.н. | 8.0 7.5 | |
| 6.3 | 63+12 | ВЛ 10кВ | 86°09' | 3 | 27.8 | 33.4 | б.н, б.н. | 9.0 8.5 | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| КМ по трассе | Пикеты | Наименование линии, напряжение, направление и владелец | Угол пересечения, градус | Число пересекаемых проводов, шт. | Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м | | № опор | Высота | |
|--------------|--------|--|--------------------------|----------------------------------|--|--------|--------|-------------|--------------|
| | | | | | левый | правый | | левый столб | правый столб |
| | | | | | | | | | |

Таблица 38.19 – Ведомость пересечений кабелей по трассе проектируемого газопровода ПКС

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооружениях | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| 0.2 | 2 | 39 | кабель 10кВ | действ. | - | 2.0 |
| 1.5 | 14 | 90 | кабель ВОЛС | действ. | - | 0.7 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооружениях | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| 1.5 | 15 | 05 | кабель СЦБ | действ. | - | 0.7 |

Таблица 38.20 – Ведомость пересечений кабелей по трассе проектируемого газопровода 1ПК

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооружениях | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| 1.7 | 16 | 53 | кабель связи | действ. | - | 0.7 |
| 3.6 | 35 | 50 | кабель связи | не действ. | - | 0.7 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооружениях | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| | | | | | | |
| 3.6 | 35 | 89 | кабель связи | действ. | - | 0.7 |
| 5.9 | 58 | 51 | кабель СЦБ | действ. | - | 0.8 |
| 5.9 | 58 | 66 | кабель ВОЛС | действ. | - | 0.7 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Таблица 38.21 – Ведомость пересечений кабелей по трассе проектируемого газопровода 2ПК

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооруже | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| 0.3 | 2 | 54 | кабель связи ДПО-016У04-06-2,7/0,4 | действ. | - | 0.7 |

Таблица 38.22 – Ведомость пересечений кабелей по трассе проектируемого газопровода 3ПК

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооруже | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| 6.9 | 68 | 82 | кабель связи | действ. | - | 0.7 |
| 6.9 | 68 | 84 | кабель связи | действ. | - | 0.7 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооруже | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| 6.9 | 68 | 86 | кабель связи | нед. | - | 0.7 |
| 7.0 | 69 | 58 | кабель ВОЛС | действ. | - | 0.7 |
| 7.0 | 69 | 61 | кабель ВОЛС | действ. | - | 0.7 |
| 7.0 | 69 | 73 | кабель СЦБ | действ. | - | 0.9 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооружениях | | | |
|-----------------------------|-----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| | | | | | | |
| 8.2 | 81 | 86 | кабель связи | действ. | - | 0.7 |
| 12.4 | 123 | 93 | кабель связи | действ. | - | 0.8 |
| 12.4 | 124 | 11 | кабель СЦБ | действ. | - | 0.8 |
| 12.4 | 124 | 12 | кабель ВОК | действ. | - | 0.8 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооружениях | | | |
|-----------------------------|-----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| 12.4 | 124 | 18 | кабель СЦБ | действ. | - | 0.8 |
| 14.5 | 145 | 01 | кабель связи | действ. | - | 0.8 |
| 14.8 | 147 | 70 | зона кабелей связи кабель связи | действ. | - | 0.7 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Таблица 38.23 – Ведомость пересечений кабелей по трассе проектируемого газопровода 4ПК

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооруже | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| 1.8 | 17 | 96 | кабель связи | действ. | - | 0.7 |

Таблица 38.24 – Ведомость пересечений кабелей по трассе проектируемого газопровода 5ПК

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооруже | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| 0.7 | 6 | 61 | кабель ВОЛС | действ. | - | 1.2 |
| 0.7 | 6 | 75 | кабель СЦБ | действ. | - | 0.5 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Таблица 38.25 – Ведомость пересечений кабелей по трассе проектируемого газопровода 7ПК

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооруже | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| 0.0 | 0 | 33 | зона кабелей связи | действ. | - | 0.7 |
| 2.6 | 26 | 27 | зона кабелей связи | действ. | - | 0.8 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооруже | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| 2.6 | 26 | 47 | зона кабелей связи | действ. | - | 0.8 |
| 2.8 | 27 | 65 | зона кабелей связи | действ. | - | 0.8 |
| 6.4 | 63 | 76 | зона кабелей связи | действ. | | 0.7 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооружениях | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| 6.5 | 65 | 04 | зона кабелей связи | действ. | | 0.7 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооружениях | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|-------------|----------------------------|
| км | пк | + | Наименование | Техническое состояние | Сечение, мм | Глубина заложения верха, м |
| | | | | | | |
| 6.5 | 65 | 26 | кабель связи | действ. | | 0.7 |
| 6.7 | 66 | 92 | кабель связи | действ. | | 0.7 |

Таблица 38.26 – Ведомость пересечений трубопроводов по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и сооружениях | | | |
|-----------------------------|----|----|---|-----------------------|------------------|-------------|
| км | пк | + | наименование | техническое состояние | угол пересечения | сечение, мм |
| 6.6 | 66 | 50 | теплотрасса | действ. | 89°51' | 159 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | | Данные о пересекаемых коммуникациях и | | | |
|-----------------------------|----|----|---------------------------------------|-----------------------|------------------|-------------|
| км | ПК | + | наименование | техническое состояние | угол пересечения | сечение, мм |
| 6.7 | 66 | 52 | теплотрасса | действ. | 89°45' | 2x159 |
| 6.7 | 66 | 62 | теплотрасса | действ. | 88°53' | 219 |

Таблица 38.27 – Ведомость пересекаемых водотоков по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование водотоков | Глубина |
|-----------------------------|-------|------------------------|---------|
| км | ПК | | |
| 0.6 | 6+07 | р. Сювяоро | 0.50 |
| 1.6 | 15+74 | р. Сювяоро | 0.20 |

Таблица 38.28 – Ведомость пересекаемых водотоков по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование водотоков | Глубина |
|-----------------------------|-------|------------------------|---------|
| км | ПК | | |
| 1.9 | 18+61 | ручей б.н. | --- |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | Наименование водотоков | Глубина |
|-----------------------------|-------|------------------------|---------|
| км | ПК | | |
| 2.3 | 23+15 | р. Иййоки | 0.70 |
| 5.3 | 53+27 | р. Иййоки | 0.89 |

Таблица 38.29 – Ведомость пересекаемых водотоков по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование водотоков | Глубина |
|-----------------------------|-----------------|------------------------|---------|
| км | ПК | | |
| 0.1 | 0+95 | р. Сювяоро | 0.09 |
| 0.6 | 6+31 | ручей б.н. | 0.34 |
| 6.8 | 67+89 | р. Конкеллооя | 0.32 |
| 8.5 | 85+53 | руч. Руоко-оя | 0.45 |
| 8.7 | 86+79 | ручей б.н. | --- |
| 8.8 | 87+76 | руч.Киворонпуро | --- |
| 9.6 | 95+70 | ручей б.н. | --- |
| 11.9 | 118+85 | ручей б.н. | 0.40 |
| 12.4 | 123+78 – 124+02 | обводнено | 0.32 |
| 12.4 | 124+38 | р. Аурайоки | 0.71 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| Места пересечения по трассе | | Наименование водотоков | Глубина |
|-----------------------------|--------|------------------------|---------|
| км | ПК | | |
| 13.5 | 135+47 | ручей б.н. | --- |
| 13.8 | 137+93 | ручей б.н. | --- |
| 14.6 | 146+37 | ручей Раутоя | 0.59 |

Таблица 38.30 – Ведомость пересекаемых водотоков по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование водотоков | Глубина |
|-----------------------------|-------|------------------------|---------|
| км | ПК | | |
| 2.7 | 26+62 | ручей Савипуро | 0.35 |

Таблица 38.31 – Ведомость пересекаемых водотоков по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование водотоков | Глубина |
|-----------------------------|------|------------------------|---------|
| км | ПК | | |
| 0.1 | 1+41 | ручей б.н. | --- |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

Таблица 38.32 – Ведомость пересекаемых водотоков по трассе проектируемого газопровода

| Места пересечения по трассе | | Наименование водотоков | Глубина |
|-----------------------------|-------|------------------------|---------|
| км | ПК | | |
| 0.6 | 5+71 | ручей б.н. | --- |
| 1.0 | 9+77 | ручей б.н. | 0.20 |
| 1.3 | 13+39 | ручей б.н. | --- |
| 1.4 | 14+07 | ручей б.н. | --- |
| 2.2 | 21+96 | ручей б.н. | --- |
| 3.4 | 34+43 | ручей б.н. | --- |
| 5.3 | 52+99 | ручей б.н. | --- |
| 5.4 | 54+27 | ручей б.н. | --- |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |

Криволинейное положение газопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях достигается укладкой сваренных плетей труб в спрофилированную траншею по кривым упругого изгиба или с помощью применения стальных отводов заводского изготовления.

Минимальный радиус упругого изгиба в соответствии с п.10.123 СП 42-101-2003 составляет не менее 25 наружных диаметров полиэтиленового газопровода и не менее 1200 наружных диаметров стального газопровода.

На прямых участках трассы газопровода, в пределах видимости (но не реже чем через 500 м, на территории поселений – не реже чем через 200 метров друг от друга), в местах изменения диаметра, на углах поворота трассы, на подводных переходах, а также на пересечениях с дорогами и другими коммуникациями предусмотрена установка опознавательных знаков газопровода в соответствии с требованиями Правил охраны газораспределительных сетей и п.4.20 СП 42-101-2003.

На опознавательных знаках указано расстояние от газопровода, глубина его заложения и телефон аварийно - диспетчерской службы. Опознавательный знак газопровода принят согласно Серии 5.905-25.05 (см. Приложение Д). Стойка знака см. раздел 590.2.2017-ИЛО2.

При выполнении работ по прокладке газопровода в случае обнаружения действующих инженерных коммуникаций, не указанных на чертежах проектной документации, выполнить установку опознавательных знаков силами подрядной организации и внести соответствующие изменения в исполнительную документацию.

При пересечении газораспределительных сетей, построенных по настоящему проекту, собственникам новых пересекающих коммуникаций необходимо предусмотреть затраты, связанные с переоборудованием сетей, обозначением их на местности в соответствии с п.43 «Правил охраны газораспределительных сетей». В противном случае обозначение коммуникаций на местности осуществляется силами организации, выполняющей строительные-монтажные работы.

Для обозначения трассы также предусмотрена укладка сигнальной ленты по всей длине трубопровода. Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2 метра с несмываемой надписью «Осторожно! Газ» по ТУ 2245-028-00203536-96. Укладывается на расстоянии 0,2 метра от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

| | | | | | |
|------------------------------------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Изм. Кол.уч Лист № док. Подп. Дата | | | | | |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. Кол.уч Лист № док. Подп. Дата

110489

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

147

Для определения местонахождения трассы полиэтиленового газопровода на местности приборным способом предусмотрена укладка сигнального изолированного медного провода вдоль верхней образующей трубопровода (сечением 4 мм²) с выводом под ковер с интервалом не более 500 метров вне территории населенных пунктов и 200 метров в населенных пунктах, а также в концевых точках газопровода. Устройство вывода провода-спутника под ковер см. черт. 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 162.

38.2 Пересечение и параллельное следование проектируемого газопровода с автомобильными дорогами

На своем протяжении трасса газопровода пересекает автомобильные дороги федерального (ФКУ Упрдор «Кола»), регионального (КУ РК «Управдор РК») и местного значения (см. табл. 38.1-38.7). Пересечения выполнены в соответствии с п.5.5 СП 62.13330.2011*, п.5.10 СП 42-103-2003, а также техническими требованиями и условиями ФКУ Упрдор «Кола» и техническими условиями КУ РК «Управдор РК» на пересечения. Пересечения автомобильных дорог с асфальтобетонным покрытием, магистральных улиц и дорог выполнены в защитном кожухе закрытым способом методом горизонтально-направленного бурения, а также микротоннелированием в сложных геологических условиях (скальные грунты).

Ведомость обустройства защитных футляров на пересечении проектируемым газопроводом автомобильных дорог представлена в таблице 38.32.

Таблица 38.32 - Ведомость обустройства защитных футляров

| Наименование пресекаемого сооружения | Место пересечения по газопроводу | Газопровод | Защитный футляр | Способ прокладки футляра |
|--|----------------------------------|---------------|--|-----------------------------------|
| А-121 «Сортавала» Строящаяся (км 199+357) | ПК2+38 | труба 219х6,0 | труба ПЭ100 RC ГАЗ SDR11 400х36,4 П | закрытый (ГНБ) |
| А-121 «Сортавала» Строящаяся (км 198+313) | 1ПК15+56 | труба 219х6,0 | труба ПЭ100 RC ГАЗ SDR11 400х36,4 П | закрытый (ГНБ) |
| А-121 «Сортавала» км 208+530 | 1ПК35+74 | труба 219х6,0 | ж/б трубы 1280х140 | закрытый (микротоннелирование) |

590.2.2017-ТКР1.ГЧ

Лист

148

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

| Наименование пресекаемого сооружения | Место пересечения по газопроводу | Газопровод | Защитный футляр | Способ прокладки футляра |
|--|----------------------------------|----------------------------------|---|--------------------------------|
| 86 ОП РЗ 86К-91 Подъезд к пункту пропуска «Сювяоро» км 0+418 | 1ПК42+12 | труба 76x5,0 | ж/б трубы 1280x140 | закрытый (микротоннелирование) |
| 86 ОП РЗ 86К-90 Ихала-Лумиваара км 0+630 | 2ПК2+63 | труба 76x5,0 | труба ПЭ100 RC ГАЗ SDR11 200x18,2 П | закрытый (УГНБ) |
| А-121 «Сортавала» км217+904 | 3ПК68+98 | труба 219x6,0 | труба 1020x16,0 ГОСТ 10704-91/ В20 ГОСТ 10705-80 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-С по ТУ 1394-015-05757848-2011 | закрытый (метод кривых) |
| 86 ОП РЗ 86К-120 Лахденпохья - Сикопохья км 42+002 | 3ПК81+93 | труба 219x6,0 | труба ПЭ100 RC ГАЗ SDR11 400x36,4 П | закрытый (УГНБ) |
| 86 ОП РЗ 86К-93 Лахденпохья-Пайкъярвикюля км 1+150 | 3ПК128+14 | труба 219x6,0 | ж/б трубы 1280x140 | закрытый (микротоннелирование) |
| 86 ОП РЗ 86К-110 подъезд к станции Хуухкаимяки км 0+084 | 3ПК144+92 | труба 108x4,0 | труба ПЭ100 RC ГАЗ SDR11 250x22,7 П | закрытый (УГНБ) |
| А-121 «Сортавала» км 223+915 | 3ПК147+52 | труба 108x4,0 | труба ПЭ100 RC ГАЗ SDR11 250x22,7 П | закрытый (ГНБ) |
| 86 ОП РЗ 86К-119 Элисенваара-Лумиваара-Лахденпохья км 39+546 | 4ПК16+24 | труба 159x5,0 | труба ПЭ100 RC ГАЗ SDR11 315x28,6 П | закрытый (УГНБ) |
| ул. Первомайская | 4ПК36+02 | труба 159x5,0 | труба ПЭ100 RC ГАЗ SDR11 315x28,6 П | закрытый (УГНБ) |
| 86 ОП РЗ 86К-102 Подъезд к п. Коконниэми км 0+050 | 7ПК28+44 | труба ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 110x10,0 | ж/б трубы 1280x140 | закрытый (микротоннелирование) |
| 86 ОП РЗ 86К-103 Подъезд к п. Микли км 0+240 | 7ПК59+62 | труба ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 110x10,0 | труба ПЭ100 RC ГАЗ SDR11 250x22,7 П | закрытый (УГНБ) |
| ул. Центральная | 7ПК66+74 | труба ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 110x10,0 | труба ПЭ100 RC ГАЗ SDR11 250x22,7 П | закрытый (УГНБ) |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

149

Пересечение автомобильной дороги общего пользования регионального значения предусмотрено закрытым способом методом горизонтально-направленного бурения либо микротоннелирования в защитном футляре. Пересечение предусмотрено без ограничения движения под углом близким к 90°. Концы футляра выведены за пределы полосы отвода, но не ближе 2 метров до границы полосы отвода автодороги. Глубина заложения газопровода от верхней образующей футляра до верха покрытия, а при наличии насыпи до ее подошвы, предусмотрена не менее 1,5м.

Контрольные трубы и запорная арматура должны располагаться не менее 4 м от бровки земляного полотна.

Места переходов обозначить установкой сигнальных (опознавательных) столбиков с указанием охранной зоны газопровода и контактных телефонов ответственных лиц.

Переходы через водотоки, мелиоративные каналы выполнить в отметках без нарушения естественного стока вод.

Проектом необходимо предусмотреть полное восстановление элементов автодороги (полоса отвода, водоотвод, земляное полотно, дорожная одежда), уборку порубочных остатков и мусора с выполнением планировки территории после завершения работ.

Пересечение федеральной автомобильной дороги общего пользования А-121 «Сортавала» ФКУ Упрдор «Кола» на км 208+530, км 198+313, км 199+357, км 217+551, км 223+915 предусмотрено выполнить закрытым способом методом горизонтально-направленного бурения, микротоннелирования либо методом кривых без нарушения целостности земляного полотна под прямым или близким к нему углом в защитном футляре. На одном конце футляра необходимо предусмотреть контрольную трубку, выходящую под защитное устройство.

Согласно п.5.5.4 СП 62.13330.2011* концы футляра выведены на расстояния не менее 2 м от бордюра, обочины, подошвы откоса насыпи автомобильных дорог, магистральных улиц и дорог и не менее 3 м от края водоотводных сооружений (кювета, канавы, резерва). Также учтен п.6 Технических условий и на пересечениях с автомобильной дорогой федерального значения А-121 «Сортавала» на км 208+530, км 198+313, км 199+357, км 217+551: концы футляра выведены на расстояние 25 м от

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|--------------------|-------|------|--|-------------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист 150 |
| | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

бровки земляного полотна. В месте пересечения на км 223+915 концы футляра выведены перед пересечением с дорогой (по ходу газа) на 25 м от бровки земляного полотна, а после пересечения ввиду стесненности условий (площадка ГРПБ № 6 г. Раухала, к которой подводится газопровод, располагается между автомобильной дорогой и ВЛ) выведены на 13,85 м от бровки земляного полотна (до горизонтального угла газопровода). Также учтена полоса отвода автомобильной дороги: концы футляра выведены на расстояние не менее ширины полосы отвода автомобильной дороги плюс 5 м. При пересечении автомобильной дороги федерального значения глубина укладки газопровода от подошвы насыпи до верха футляра должна соответствовать требованиям безопасности, но быть не менее 1,5 м при проектировании прокладки методом наклонно-направленного бурения. Прокладка газопровода в теле насыпи автомобильной дороги не допускается.

Рядом с границей полосы отвода федеральной автомобильной дороги осуществить маркировку подземного газопровода с помощью опознавательных знаков, содержащих информацию о диаметре газопровода, давлении газа, глубине залегания, материале труб, расстоянии до газопровода, телефонных номерах аварийно-спасательной службы организации, эксплуатирующей этот участок газопровода.

При прокладке (пересечении) инженерных коммуникаций предусмотреть мероприятия, исключающие нарушение продольного водоотвода вдоль автомобильной дороги.

Расстояние по горизонтали от места пересечения подземного газопровода до мостовых сооружений на федеральной автомобильной дороге должно быть не менее 30 м.

После завершения работ произвести уборку строительного мусора в полосе отвода и придорожной полосе автомобильной дороги.

При параллельном следовании вне населенных пунктов газопровод расположен на расстоянии не менее 35 метров от границы полосы отвода федеральной автомобильной дороги

На территории населенного пункта в конце проектируемой трассы 7ПК при параллельном следовании газопровода с автомобильной дорогой А-121 «Сортавала» выдержано расстояние не менее 20 метров от границы полосы отвода автомобильной дороги.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 151 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

Пересечения автомобильных дорог местного значения с асфальтобетонным покрытием, магистральных улиц и дорог необходимо выполнить без устройства защитных кожухов открытым способом в соответствии с п.5.5 СП 62.13330.2011*, п.5.10 СП 42-103-2003.

При пересечении автомобильных дорог с асфальтобетонным покрытием, находящихся на балансе муниципального образования «Мийнальское сельское поселение», а также Администрации Лахденпохского городского поселения Республики Карелия необходимо предусмотреть укладку газопровода закрытым способом с устройством футляра. При невозможности использовать закрытый способ на пересечении автомобильной дороги (сложные геологические условия – скальные грунты, включения валунов, стесненные условия и т.д.) предусмотреть укладку газопровода открытым способом с устройством футляра.

Глубина укладки газопровода от верха покрытия дороги и магистральных улиц и дорог от подошвы насыпи до верха газопровода должна соответствовать требованиям безопасности и составлять не менее 1,0 м.

Перед протаскиванием плети газопровода в футляр необходимо установить роликовые кольца опорно-направляющие. При обустройстве перехода методом ГНБ (УГНБ) предусмотрены кольца опорно-направляющие по ТУ 22.29.29-001-09714994-2018. Проектными решениями предусмотрена прокладка стального газопровода совместно с протяженным анодом, заключенным в защитные трубы ПЭ80 ГАЗ SDR 17,6 63x3,6, которые предусмотрено закрепить к проектируемому газопроводу при помощи футеровочных поясов по ТУ 8151-015-54892207-2006. При обустройстве перехода методом микротоннелирования либо методом кривых для стального газопровода предусмотрены кольца опорно-направляющие по ТУ 1469-001-53597015-12 с кронштейнами для крепления двух защитных труб кабелей, для полиэтиленового газопровода - кольца опорно-направляющие по ТУ 22.29.29-001-09714994-2018.

Для герметизации концов футляра для стального газопровода предусмотрены манжеты ПМТД-ОКС-Н с отводами для пропуска двух защитных труб кабеля по ТУ 2531-002-53597015-12, для полиэтиленового газопровода предусмотрены манжеты ТЕК тип U по ТУ 22.19.73-002-09714994-2018.

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 152 |

На защитном футляре в месте пересечения газопровода с автомобильной дорогой предусмотреть установку контрольной трубки.

Конструкция защитного полиэтиленового футляра представлена на чертеже 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 155, конструкция защитного железобетонного футляра – на чертеже 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 154.

Пересечения через грунтовые дороги без покрытия и автомобильные дороги с щебеночным покрытием, ПГС и грунтовым выполнены открытым способом без устройства футляров, при этом, согласно п.5.10 СП 42-103-2003, заглубление газопровода принимается не менее 1 метра до верхней образующей газопровода на расстоянии 5 метров в каждую сторону от пересечения.

На период производства работ необходимо обеспечить технический надзор за состоянием автомобильной дороги на пересекаемом участке со стороны эксплуатирующей организации.

После проведения строительных работ необходимо выполнить восстановление покрытия автодороги, планировку обочин, откосов и, при необходимости, кюветов и канав.

38.3 Пересечения проектируемого газопровода с железными дорогами

На своем протяжении трасса газопровода пересекает железные дороги (см. табл. 38.8-38.11). Пересечение железнодорожного полотна и полосы отвода железнодорожной линии выполнено в соответствии с п.5.5 СП 62.13330.2011* под прямым или близким к нему углом. Пересечение железной дороги общего пользования предусмотрено в защитном кожухе закрытым способом методом горизонтально-направленного бурения либо методом кривых, обеспечивающим стабильность и прочность железнодорожного полотна, бесперебойный и безопасный пропуск поездов.

Ведомость обустройства защитных футляров на пересечении проектируемым газопроводом железных дорог представлена в таблице 38.33.

Таблица 38.33 - Ведомость обустройства защитных футляров

| | | | | | | | |
|---------------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ГЧ | Лист |
| | | | | | | | 153 |
| Инва. № подл. | | | | | | 110489 | |
| Подп. и дата | | | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | | | |

| Наименование пресекаемого сооружения | Место пересечения по газопроводу | Газопровод | Защитный футляр | Способ прокладки футляра |
|---|----------------------------------|---------------|--|--------------------------|
| ж.д Кушелевка – Томицы, перегон Яккима - Элисенваара (км пересечения проект. трассы с ж/д 212км+615м) | ПК14+93 | труба 219х6,0 | труба ПЭ100 RC ГАЗ SDR11 400х36,4 П | закрытый (ГНБ) |
| ж.д Кушелевка – Томицы, перегон Яккима - Элисенваара (км пересечения проект. трассы с ж/д 209км+863м) | 1ПК58+60 | труба 76х5,0 | труба ПЭ100 RC ГАЗ SDR11 200х18,2 П | закрытый (ГНБ) |
| ж.д Кушелевка – Томицы, перегон Яккима - Элисенваара (км пересечения проект. трассы с ж/д 217км+444м) | 3ПК69+70 | труба 219х6,0 | труба 1020х16,0 ГОСТ 10704-91/ В20 ГОСТ 10705-80 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-С по ТУ 1394-015-05757848-2011 | закрытый (метод кривых) |
| ж.д Кушелевка – Томицы, перегон Куокканиэми - Яккима (км пересечения проект. трассы с ж/д 221км+995м) | 3ПК124+15 | труба 219х6,0 | труба 1020х16,0 ГОСТ 10704-91/ В20 ГОСТ 10705-80 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-С по ТУ 1394-015-05757848-2011 | закрытый (метод кривых) |
| ж.д Кушелевка – Томицы, перегон Куокканиэми - Яккима (км пересечения проект. трассы с ж/д 220км+220м) | 5ПК6+67 | труба 219х6,0 | труба 1020х16,0 ГОСТ 10704-91/ В20 ГОСТ 10705-80 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-С по ТУ 1394-015-05757848-2011 | закрытый (метод кривых) |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

110489

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

154

Перед протаскиванием плети газопровода в футляр необходимо установить роликовые кольца опорно-направляющие. При обустройстве перехода методом ГНБ предусмотрены кольца опорно-направляющие по ТУ 22.29.29-001-09714994-2018. Проектными решениями предусмотрена прокладка стального газопровода совместно с протяженным анодом, заключенным в защитные трубы ПЭ80 ГАЗ SDR 17,6 63x3,6, которые предусмотрено закрепить к проектируемому газопроводу при помощи футеровочных поясов по ТУ 8151-015-54892207-2006. При обустройстве перехода методом кривых для стального газопровода предусмотрены кольца опорно-направляющие по ТУ 1469-001-53597015-12 с кронштейнами для крепления двух защитных труб кабелей.

Для герметизации концов футляра для стального газопровода предусмотрены манжеты ПМТД-ОКС-Н с отводами для пропуска двух защитных труб кабеля по ТУ 2531-002-53597015-12.

Согласно п. 9.13 СП 119.13330.2012 «Железные дороги колеи 1520 мм», расстояние по вертикали от подошвы рельса до верха футляра принято не менее 3 м и 1,5 м от подошвы насыпи или водоотводного сооружения. Указанный пункт является обязательным на основании постановления Правительства РФ от 26.12.2014 г. №1521.

Концы футляра располагаются за границей полосы отвода железной дороги, но не менее, чем в 50 м от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений - от крайнего водоотводного сооружения.

В соответствии с п.5.1.7 СП 62.13330.2011 предусмотрена установка запорной арматуры за границей полосы отвода железной дороги.

На защитном футляре в месте пересечения газопровода с железной дорогой предусмотрена установка продувочной свечи с автоматизированной системой контроля загазованности переходов на базе автономного комплекса «АСКЗП-АКТЕЛ» производства ООО «Акситех».

Конструкция защитного полиэтиленового футляра представлена на чертеже 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 155, конструкция защитного стального футляра – на чертеже 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 156.

При пересечении проектируемым газопроводом железнодорожных путей устанавливаются страховочные рельсовые пакеты по одному комплекту на каждый путь, поставляемые строительной организацией. Назначение страховочных рельсовых

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ГЧ

Лист

155

пакетов – обеспечение безопасности движения поездов в случаях возможных просадок путевой решетки или образования в земляном полотне воронок.

На период строительства перехода необходимо обеспечить технический надзор за производством работ. Договор технического надзора заключить с Петрозаводским отделом Октябрьской дирекцией инфраструктуры и Петрозаводским региональным центром связи.

38.4 Пересечения проектируемого газопровода с водными преградами

Трасса пересекает водные преграды: р. Сювяоро, р. Иййоки, р. Конкеллооя, руч. Руоко-оя, руч.Киворонпуру, р. Аурайоки, ручей Раутоя, ручей Савипуру, ручьи б.н.,а также обводненность. Ведомости пересечений представлены в табл. 38.27-38.31. Пересечение с р. Аурайоки и обводненностью предусмотрено выполнить закрытым способом методом кривых с устройством защитного футляра, остальные переходы через водные преграды – открытым способом.

Ведомость обустройства защитного футляра на пересечении проектируемым газопроводом водной преграды представлена в таблице 38.34.

Таблица 38.34 - Ведомость обустройства защитного футляра

| Наименование пресекаемой водной преграды | Место пересечения по газопроводу | Газопровод | Защитный футляр | Способ прокладки футляра |
|--|----------------------------------|---------------|--|--------------------------|
| р. Аурайоки | ЗПК124+38 | труба 219х6,0 | труба 1020х16,0 ГОСТ 10704-91/ В20 ГОСТ 10705-80 с трехслойным заводским покрытием ПЭПк-3-С по ТУ 1394-015- 05757848-2011 | закрытый (метод кривых) |

В соответствии с п.5.4.2 СП 62.13330.2011 отметка верха газопровода, прокладываемого через водную преграду закрытым способом, предусмотрена не менее чем на 2,0 м ниже прогнозируемого профиля дна на весь срок эксплуатации газопровода, а при открытом способе разработки отметка верха газопровода (балласта, футеровки) должна быть не менее чем на 0,5 м ниже прогнозируемого профиля дна на весь срок эксплуатации газопровода.

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

156

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

Перед протаскиванием плети газопровода в футляр необходимо установить роликовые кольца опорно-направляющие. Проектными решениями предусмотрена прокладка стального газопровода совместно с протяженным анодом, заключенным в защитные трубы ПЭ80 ГАЗ SDR 17,6 63x3,6, которые предусмотрено закрепить к проектируемому газопроводу при помощи футеровочных поясов по ТУ 8151-015-54892207-2006. При обустройстве перехода методом кривых для стального газопровода предусмотрены кольца опорно-направляющие по ТУ 1469-001-53597015-12 с кронштейнами для крепления двух защитных труб кабелей.

Для герметизации концов футляра для стального газопровода предусмотрены манжеты ПМТД-ОКС-Н с отводами для пропуска двух защитных труб кабеля по ТУ 2531-002-53597015-12.

На защитном футляре в месте пересечения газопровода с р. Аурайоки (ЗПК124+38) предусмотрена установка контрольной трубки.

Конструкция защитного футляра представлена на чертеже 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 156.

Для предотвращения размыва грунта обратной засыпки русловых участков, береговых откосов и пойменных участков, подверженных размыву поверхностными водами проектом предусмотрено крепление вышеуказанных участков при помощи бетонных матов УГЗБМ-305 по ТУ 5859-001-59565714-2012. Согласно ТУ 5859-001-59565714-2012, во избежание сползания по склону матов УГЗБМ угол заложения защищаемого откоса не должен превышать 20 градусов. С целью предотвращения сдвига полотна из УГЗБМ необходимо применение стальных скоб для бетонных матов (анкеров). Т-образная скоба для скрепления бетонных матов (СБМ-2) изготавливается из арматурной стали 14-А III (А400) по ГОСТ 5781-82. Соединение матов УГЗБМ в единое полотно осуществить с помощью проволоки по ГОСТ 3282-74. Для предотвращения вымывания грунта из-под матов УГЗБМ необходимо проложить иглопробивной нетканый геотекстиль Геоком Б-360 по ТУ 8397-056-05283280-2002 с изм. №1-4.

Для защиты нарушенных склонов водоотводных канав от эрозии и связанных с ней оползней и обвалов проектом предусмотрено укрепление данных склонов.

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ГЧ | Лист |
| | | | | | | | 157 |

Конструкция укрепления состоит из секций георешетки ППР GW 2004 1030 P N по ТУ 2246-004-18649652-2011 с изм.№1), подстилающего нетканого геотекстиля и местного грунта с посевом трав.

На участках прокладки газопровода с высоким уровнем грунтовых вод предусмотрена балластировка полимерконтейнерами текстильными бескаркасного типа для газораспределительных сетей ПТБК ТУ 4834-004-89632342-2010. Конструкция ПТБК представляет собой две ёмкости, соединенные между собой мягкой связью в виду «полотнища» и «бандажей», которые используются как «установочные ручки» конструкции ПТБК на трубопровод.

При пересечении водной преграды открытым способом и на обводненных участках трассы газопровода предусмотрена балластировка контейнерами текстильными типа ПТБК по ТУ 4834-004-89632342-2010 с использованием грунта из отвала.

38.5 Прохождение проектируемого газопровода по особо охраняемым природным территориям

На своем протяжении трасса газопровода проходит по особо охраняемым природным территориям «Ладожские шхеры».

Ведомость участков особо охраняемых природных территорий, в границах по которым предусмотрено устройство проектируемого газопровода, приведена в таблице 38.35.

Таблица 38.35 - Ведомость участков особо охраняемых природных территорий

| Наименование пресекаемого сооружения | Место пересечения по газопроводу | Газопровод |
|--------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|
| ООПТ «Ладожские шхеры» | 7ПК10+31 – 7ПК27+31 | труба ПЭ100 ГАЗ SDR11 110x10,0 |
| ООПТ «Ладожские шхеры» | 7ПК28+80 – 7ПК49+26 | труба ПЭ100 ГАЗ SDR11 110x10,0 |
| ООПТ «Ладожские шхеры» | 7ПК52+19 – 7ПК52+62 | труба ПЭ100 ГАЗ SDR11 110x10,0 |

38.6 Пересечения проектируемого газопровода с подземными и

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

158

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

надземными коммуникациями

Трасса проектируемого газопровода пересекает воздушные линии электропередач (ВЛ) напряжением 0,4 кВ, 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ (см. таблицы 38.12-38.18). Пересечения, сближения и параллельное следование с существующими линиями электропередачи выполнены в соответствии с ПУЭ издание 7, а также техническими условиями на пересечение.

Строительно-монтажные работы в охранных зонах электрических сетей производить только по наряду-допуску с письменного согласия организаций, в ведении которых находятся эти сети.

Расстояния при сближении, параллельном следовании и пересечении проектируемыми газопроводами линий электропередачи приняты в соответствии с таблицами 2.4.4 и 2.5.40 ПУЭ от подземной части (фундаментов) опоры до трубопровода: для ВЛ до 1 кВ - не менее 1 м, для ВЛ до 35 кВ - не менее 5 м, для ВЛ 110 кВ – не менее 10 м. Прокладка проектируемого газопровода предусмотрена подземная.

В соответствии с СП 42-101- 2003 п. 4.45 при пересечении газопроводами воздушных линий электропередачи отключающие устройства предусмотрены вне охранной зоны ЛЭП, которой является участок земли и пространства, заключенный между вертикальными плоскостями, проходящими через параллельные прямые, отстающие от крайних проводов (при неотклоненном их положении) на расстоянии, зависящем от величины напряжения ЛЭП, а именно: для линий напряжением до 1 кВ – 2 м; от 1 до 20 кВ включительно – 10 м; 35 кВ – 15 м; 110 кВ – 20 м.

Согласно п.2.5.288 ПУЭ 7 издание, в исключительных случаях допускается уменьшение указанных расстояний до 50 %.

Угол пересечения ВЛ с подземными газопроводами с избыточным давлением газа 1,2 МПа и менее не нормируется. Прокладка проектируемого газопровода и отводов предусмотрена подземная.

Трасса проектируемого газопровода пересекает подземные коммуникации (см. таблицу 38.19-38.26).

В местах пересечения проектируемым газопроводом кабелей связи

| | | | | | |
|---------------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Инва. № подл. | 110489 | | | | |
| Подп. и дата | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

159

ПАО «Ростелеком», ПАО «Мегафон» предусмотрено заключить кабель в защитный футляр из швеллера 12П и 14П (черт. 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 163). В непосредственной близости от места пересечения с кабелем ПАО «Ростелеком» необходимо уложить резервные трубы с выходом концов за границу охранной зоны. Концы резервных труб загерметизировать, на местности обозначить реперными столбиками. Производство работ в местах пересечения с кабелями связи производить с предварительным шурфованием и в присутствии представителя ПАО «Ростелеком», представителя обслуживающей ВОК СЗФ ПАО «Мегафон» организации.

Минимальное расстояние в свету между пересекаемыми подземными кабелями и проектируемым газопроводом принято 0,5 м, согласно требованиям СП 62.13330.2011 Приложение В.

При пересечении с подземными тепловыми сетями с целью защиты полиэтиленового газопровода от теплового воздействия предусматривается устройство защитного стального футляра, в соответствии с п.5.2.3 СП 62.13330.2011. Расстояние в свету от стенки футляра до наружной стенки тепловой сети принято не менее 0,2 метра. Концы футляра выводятся на расстояние не менее 2,0 метров в обе стороны от наружных стенок пересекаемых тепловых сетей. Перед протаскиванием плети полиэтиленового газопровода в футляр необходимо установить роликовые кольца опорно-направляющие по ТУ 22.29.29-001-09714994-2018 нужного диаметра. Для герметизации концов футляра применить манжеты ТЕК тип U по ТУ 22.19.73-002-09714994-2018. На одном из концов футляра предусматривается контрольная трубка с выводом под ковер. Конструкция защитного футляра представлена на чертеже 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 160.

Разработка траншеи при пересечении с подземными коммуникациями ведется вручную по 2,0 м в каждую сторону от пересекаемой коммуникации. При пересечении строящегося трубопровода с подземными коммуникациями, не принадлежащими Заказчику, производство строительно-монтажных работ допускается при наличии письменного разрешения организации, эксплуатирующей эти коммуникации, и в присутствии ее представителя.

| | | | | | |
|--------------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Инд. № подл. | 110489 | | | | |
| Подп. и дата | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | |

39 Обоснование безопасного расстояния от оси межпоселкового газопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении межпоселкового газопровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами

Проектируемый межпоселковый газопровод проходит на нормативном расстоянии от существующих зданий и сооружений, согласно Приложению В СП 62.13330.2011.

Кроме того, расстояния от газопровода до опор пересекаемых ВЛ выбраны в соответствии с таблицами 2.4.4, 2.5.40 ПУЭ 7 издание.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 161 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

40 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов

Проверка прочности стальных газопроводов выполнена согласно п.5.89 СП 42-102-2004, проверка прочности и устойчивости полиэтиленовых газопроводов выполнена согласно п.5.60 СП 42-103-2003 (см. раздел 590.2.2017-РЧ).

Необходимая величина балластировки стальных и полиэтиленовых газопроводов определена согласно п.5.93 СП 42-102-2004.

Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубы приведены в п.51 данной пояснительной записки.

Расчет шага установки средств балластировки представлен в разделе 590.2.2017-РЧ.

Количество балластирующих устройств на каждом участке представлено на продольных профилях.

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|--------------------|-------|------|--|-------------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист 162 |
| | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

41 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод

В соответствии с п.5.51 СП 42-103-2003, нагрузки и воздействия, действующие на газопроводы, различаются на:

– силовые нагружения - внутреннее давление газа, вес газопровода, сооружений на нем и вес транспортируемого газа, давление грунта, гидростатическое давление и выталкивающая сила воды, нагрузки, возникающие при укладке и испытании;

деформационные нагружения - температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения газопровода (упругий изгиб, растяжка компенсаторов и т.д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (просадки, пучение, деформации земной поверхности в районах горных выработок и т.д.).

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 163 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

42 Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок

Проверка прочности полиэтиленового газопровода согласно п.5.60 СП 42-103-2003 состоит в соблюдении следующих условий:

- при действии всех нагрузок силового нагружения (1):

$$\sigma_{npF} \leq 0,4 MRS \text{ (МПа) }, \quad (1)$$

- при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений (2):

$$\sigma_{npNS} \leq 0,5 MRS \text{ (МПа) }, \quad \sigma_{npS} \leq 0,9 MRS \text{ (МПа) }, \quad (2)$$

- при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений и сейсмических воздействий (3):

$$\sigma_{npNS} \leq 0,7 MRS \text{ (МПа) }, \quad \sigma_{npS} \leq MRS \text{ (МПа) }, \quad (3)$$

где MRS – показатель минимальной длительной прочности материала, используемого для изготовления труб и соединительных деталей.

Проверка прочности стального газопровода согласно п.5.89 СП 42-102-2004 состоит в соблюдении следующих условий:

- при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений (4):

$$\sigma_{npNS} \leq 1,15 R \text{ (МПа) }; \quad \sigma_{npS} \leq 1,3 R \text{ (МПа) }; \quad (4)$$

- при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений и сейсмических воздействий (5):

$$\sigma_{npNS} \leq 0,7 MRS \text{ (МПа) }; \quad \sigma_{npS} \leq MRS \text{ (МПа) }, \quad (5):$$

где R – значение расчетного сопротивления, МПа.

Результаты расчетов приведены в разделе 590.2.2017-РЧ.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 164 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

43 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам

Значение коэффициента $k_{гр}$ в зависимости от глубины заложения газопровода и вида грунта принимаем по таблице 7 СП 42-103-2003.

Коэффициент γ_T принимаем равным 1,4 для нагрузки от автомобильного транспорта.

Значения коэффициентов $\beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5$ принимаются согласно п.5.73 СП 42-103-2003.

Значение коэффициента ξ при укладке на плоское основание в соответствии с п.5.71 СП 42-103-2003 принимается равным 1,3.

Значения дополнительного напряжения в газопроводе, обусловленного прокладкой его в особых условиях, принимаются согласно п.5.90 СП 42-102-2004.

Все расчеты, результаты, выбранные коэффициенты приведены в разделе 590.2.2017-РЧ.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 165 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

44 Основные физические характеристики материала труб, принятые для расчета

Для проектируемых подземных газопроводов высокого давления 2 категории, среднего и низкого давления применены трубы ПЭ100 ГАЗ SDR11 с коэффициентом запаса прочности 3,2 по ГОСТ Р 58121.2-2018.

Для проектируемых подземных газопроводов высокого давления 1 категории приняты трубы по ГОСТ 10704-91 сталь В20.

Диаметры и толщины стенок для проектируемого газопровода:

- из стальных труб диаметрами 219х6,0, 159х5,0, 108х4,0, 76х5,0;
- из полиэтиленовых труб диаметрами 225х20,5, 160х14,6, 110х10,0, 90х8,2, 63х5,8.

Для расчета на прочность приняты следующие характеристики полиэтиленовых труб:

- минимальная длительная прочность $MRS=10\text{МПа}$;
- коэффициент Пуассона 0,43;
- коэффициент линейного теплового расширения для полиэтиленовых труб - 0,00022 град-1.

Для расчета на прочность приняты следующие характеристики стальных труб:

- коэффициент линейного теплового расширения для стальных труб - 0,000012 град-1;
- модуль упругости 206000 МПа;
- коэффициент Пуассона 0,3.

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------|--------------|--------------|--------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | 110489 |

45 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода

Все основные параметры, требования к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны трубной продукции указаны в п.6 ГОСТ Р 58121.2-2018, а также ГОСТ 10704-91.

В соответствии с п.5.2.4* СП 62.13330.2011*, п.2.2 технических требований на проектирование объекта, для газопровода с высоким давлением 1 категории приняты трубы по ГОСТ 10704-91 сталь 20, для газопроводов с высоким давлением 2 категории и среднего давления приняты трубы из полиэтилена ПЭ100 SDR11 с коэффициентом запаса прочности 3,2.

– Прочностной расчет газопровода, выполненный согласно СП 42-102-2004, СП 42-103-2003 представлен в разделе 592.2.2017-РЧ.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 167 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

46 Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)

Пространственная жесткость конструкций обеспечивается:

- а) при транспортировке:
 - 1) ограничением габаритных размеров изделий и сборочных единиц;
 - 2) ограничением веса изделий и сборочных единиц;
 - 3) товарной упаковкой;
 - 4) применением соответствующих грузоподъемных средств и приспособлений;
- б) при монтаже:
 - 1) требуемым количеством и оснасткой грузоподъемных средств;
 - 2) соблюдением последовательности монтажа конструкций;
 - 3) соблюдением последовательности грузоподъемных операций;
- в) при эксплуатации:
 - 1) мероприятиями, обеспеченными при строительстве объектов: заглублением труб и подземных частей конструкций на требуемую величину.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 168 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

47 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве

Все проектируемые строительные конструкции выполнены в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия»;
- СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений»;
- СП 63.13330.2012 «Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения»;
- СП 72.13330.2016 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».

Описание строительных конструкций представлено в разделе 590.2.2017-ИЛО2 «Конструктивные и объемно-планировочные решения».

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 169 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | | | | | |

48 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов

Согласно п.4.18 СП 42-101-2003, при прокладке газопроводов по местности с уклоном свыше 200‰ в проекте предусматриваются мероприятия по предотвращению размыва засыпки траншеи. В качестве защитных мероприятий предусматривается устройство противэрозионных перемычек из контейнеров противэрозионных-ромбических типа КП-Р-0.2 ТУ 4834-005-89632342-2009. Контейнеры КП-Р заполняются экскаватором сыпучим минеральным грунтом с размерами фракции не более 50 мм при помощи передвижного бункерного устройства.

Контейнеры выкладываются в штабель конусообразной формы. Перемычка выкладывается на полное сечение траншеи. Расстояние между перемычками зависит от крутизны склона и принимается от 10 до 20 м.

Согласно п.7.172 СП 42-102-2004, укладочные работы в горных условиях при поперечных уклонах строительной полосы до 8° и на полках, имеющих достаточную ширину для прохода колонны, при их продольной крутизне не более 10° выполняются теми же методами, что и в обычных условиях. На косогорах с уклоном более 8° необходимо устраивать полки.

В соответствии с п.4.5 СТО Газпром 2-2.1-206-2008 «Сооружение газопроводов в горных условиях» устройство полки на косогорах 8 - 11° должно обеспечиваться за счет отсыпки насыпи непосредственно на косогоре.

При поперечном уклоне косогора свыше 11° до 18° необходимо предусматривать с учетом свойств грунта уступы для предотвращения сползания грунта по косогору.

На косогорах с поперечным уклоном свыше 18° полки устраиваются только за счет срезки грунта.

Для газопроводов, укладываемых по косогорам с поперечным уклоном свыше 35°, следует предусматривать устройство подпорных стенок. В данном проекте прокладка газопровода по косогорам с поперечным уклоном свыше 35° не предусматривается.

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ |
| | | | | | | |

Ширина полки назначена из условия производства работ, расстановки машин и механизмов, устройства траншеи для газопровода. Ширина полки равняется 13,0 м. Для отвода поверхностных вод с поверхности полки с нагорной стороны от трубопровода предусматривается обустройство водоотводного кювета вдоль оси трубопровода. Полке придан уклон 0,02 в обе стороны от оси газопровода. Для предотвращения развития эрозионных процессов и обеспечения организованного сброса воды через участок газопровода, проходящего по полке, предусматривается устройство перепускных лотков.

Схема устройства полки – см. 590.2.2017-ТКР1.ГЧ лист 158.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ГЧ | | | | | | 171 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

49 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках

Проектируемый газопровод в вертикальной плоскости прокладывается подземно параллельно рельефу местности за счет естественного изгиба труб. Проектные решения по глубине прокладки газопровода изложены в п.38.1 данной пояснительной записки.

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|--------------------|-------|------|--|-------------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист 172 |
| | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

50 Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек

Для предотвращения размыва грунта обратной засыпки русловых участков, береговых откосов и пойменных участков, подверженных размыву поверхностными водами проектом предусмотрено крепление вышеуказанных участков при помощи бетонных матов УГЗБМ-305 по ТУ 5859-001-59565714-2012. Согласно ТУ 5859-001-59565714-2012, во избежание сползания по склону матов УГЗБМ угол заложения защищаемого откоса не должен превышать 20 градусов. С целью предотвращения сдвига полотна из УГЗБМ необходимо применение стальных скоб для бетонных матов (анкеров). Т-образная скоба для скрепления бетонных матов (СБМ-2) изготавливается из арматурной стали 14-А III (А400) по ГОСТ 5781-82. Соединение матов УГЗБМ в единое полотно осуществить с помощью проволоки по ГОСТ 3282-74. Для предотвращения вымывания грунта из-под матов УГЗБМ необходимо проложить иглопробивной нетканый геотекстиль Геоком Б-360 по ТУ 8397-056-05283280-2002 с изм. №1-4.

Для защиты нарушенных склонов водоотводных канав от эрозии и связанных с ней оползней и обвалов проектом предусмотрено укрепление данных склонов.

Конструкция укрепления состоит из секций георешетки ППР GW 2004 1030 P N по ТУ 2246-004-18649652-2011 с изм.№1), подстилающего нетканого геотекстиля и местного грунта с посевом трав.

На участках прокладки газопровода с высоким уровнем грунтовых вод предусмотрена балластировка полимерконтейнерами текстильными бескаркасного типа для газораспределительных сетей ПТБК ТУ 4834-004-89632342-2010. Конструкция ПТБК представляет собой две ёмкости, соединенные между собой мягкой связью в виду «полотнища» и «бандажей», которые используются как «установочные ручки» конструкции ПТБК на трубопровод.

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 173 |

При пересечении водной преграды открытым способом и на обводненных участках трассы газопровода предусмотрена балластировка контейнерами текстильными типа ПТБК по ТУ 4834-004-89632342-2010 с использованием грунта из отвала. Характеристики утяжеляющей конструкции и грунта наполнения представлены в расчетной части (см. раздел 590.2.2017-РЧ).

| | | | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|------|--------|------|--------|--------------------|-------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | | Подп. |

51 Описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубы трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа (вес комплекта, шаг установки и другие параметры)

При пересечении водной преграды открытым способом и на обводненных участках трассы газопровода предусмотрена балластировка контейнерами текстильными типа ПТБК по ТУ 4834-004-89632342-2010 с использованием грунта из отвала. Расчет шага расстановки грузов произведен согласно методике, изложенной в СП 42-103-2003 для полиэтиленовых труб. Шаг расстановки и характеристика грузов представлен в томе 590.2.2017-РЧ.

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|--------------|--------------|--------------------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Индв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Лист |
| | | | | | | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ |

52 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов

В рамках данного проекта отсутствуют пересечения с судоходными и сплавными реками.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 176 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | | | | | |

53 Защита от коррозии

Стальные участки газопроводов выполнены из труб с заводским трехслойным покрытием усиленного типа ПЭПк-3-Н по ТУ 1394-015-05757848-2011.

Футляры для подземных газопроводов и трубопроводы из полиэтиленовых труб не подвержены электрохимической коррозии.

На подходе к каждому проектируемому ПРГ устанавливается цокольный ввод. Цокольный ввод имеет изоляцию усиленного типа из полиэтилена. На входе и выходе газопровода в обвязке ПРГ предусмотрены изолирующие шаровые краны.

Подземные стальные трубопроводы и фитинги без изоляции, участки вертикальных трубопроводов на переходах «земля-воздух» на высоту 500 мм над поверхностью земли, подземные металлические части футляра и коверов покрываются в трассовых условиях системой антикоррозионного покрытия «БИУРС» ТУ 2458-010-76220767-2015.

Надземные участки стальных трубопроводов и надземные стальные фитинги для защиты от атмосферной коррозии покрываются системой защитных покрытий СпецПротект 007/109 по ТУ 2312-015-81433175-2014 в составе: грунтовка полиуретановая СпецПротект 007, эмаль полиуретановая СпецПротект 109.

Проектные решения в части электрохимической защиты приняты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98, СТО Газпром 9.2-003-2009, ВСН 009-88, РД 1390-001-2001, Правил устройства электроустановок, типовых альбомов УПР.ЭХЗ-01-2013, УПР.ЭХЗ-02-2013.

Также проектом предусматривается активная защита от коррозии стальных участков газопровода и стальных футляров (см. 590.2.2017-ТКР2).

На выходном газопроводе DN200 от АГРС Ихала, (проект ООО «КТПИ «Газпроект», «Газопровод-отвод и ГРС Ихала», шифр: 585.2.2017 вып. в 2020 г.) перед точкой подключения ПК0+00 предусмотрена установка электроизолирующей вставки.

Вблизи от места подключения (8ПК0+15) к проектируемому стальному газопроводу DN200 объекта «Газопровод межпоселковый от ГРС Ихала - п. Вялимяки - п. Элисенваара - п. Куркиеки -п. Куликово - п. Хийтола - п. Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия» (проект ООО «КТПИ «Газпроект», шифр: 587.2.2017

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | | | | | | 177 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

вып. в 2020 г.) предусмотрена установка соединения изолирующего ГИС-ПП диаметром 219 мм по ТУ 4859-007-12981894-2015 производства ООО «АИР-ГАЗ».

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|------|--------|-------|------|--------------------|------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | | | | | Взам. инв. № | |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 178 |

54 Сварочно-монтажные работы, контроль качества

Сварочно-монтажные работы должны выполняться в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011, СП 42-102-2004, СП 42-103-2003.

Для соединения стальных труб в местах врезки в существующие стальные распределительные сети применяют дуговую ручную сварку по ГОСТ 16037-80. Подготовка кромок под стандартную разделку выполняется механической обработкой или газовой резкой с последующей зачисткой шлиф-машинкой. Ручную дуговую сварку стыков труб при толщине стенок до 6 мм выполняют не менее чем в два слоя, при толщине стенок более 6 мм - не менее чем в три слоя. Каждый слой шва перед наложением последующего тщательно очищают от шлака и брызг металла.

Перед сборкой труб и деталей необходимо:

- очистить внутреннюю полость труб и деталей от грунта, грязи, снега и других загрязнений;
- очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб, деталей газопроводов, патрубков на ширину не менее 10 мм;
- проверить геометрические размеры кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3,5 % наружного диаметра трубы;
- очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 10 мм.

Перед началом выполнения сварочных работ стыков труб производится просушка или подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков.

Соединения полиэтиленовых труб между собой и с полиэтиленовыми соединительными деталями выполняются двумя методами сварки: сваркой встык нагретым инструментом и сваркой при помощи соединительных деталей с закладными нагревателями (ЗН). Технологические параметры сварки выбираются по таблицам Приложения Д СП 42-103-2003 в соответствии с маркой полиэтилена, из которого изготовлены трубы и детали. Сборку и сварку труб и деталей рекомендуется производить на сварочных машинах с высокой и средней степенью автоматизации процесса сварки. Допускается также использовать машины с ручным управлением

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 179 |

процессом сварки, но с обязательным автоматическим поддержанием заданной температуры нагретого инструмента.

Основными параметрами сварки встык являются:

- температура нагретого инструмента;
- продолжительность оплавления и нагрева;
- давление нагретого инструмента на торцы при оплавлении и нагреве;
- продолжительность технологической паузы между окончанием нагрева и началом осадки;
- давление на торцы при осадке;
- время охлаждения сваренного стыка под давлением осадки.

Для машин со средней и высокой степенью автоматизации дополнительным нормируемым параметром может являться время нарастания давления осадки.

Технологический процесс соединения труб с помощью соединительных деталей с закладными нагревателями включает:

- подготовку концов труб (очистка от загрязнений, механическая обработка - циклевка свариваемых поверхностей, разметка и обезжиривание);
- сборку стыка (установка и закрепление концов свариваемых труб в зажимах позиционера (центрирующего приспособления) с одновременной посадкой детали с ЗН, подключение детали с ЗН к сварочному аппарату);
- сварку (задание программы процесса сварки, пуск процесса сварки, нагрев, охлаждение соединения).

По окончании сварочных работ сварные стыки подземного газопровода, а также надземных газопроводов обвязки газорегуляторного пункта необходимо подвергнуть визуальному и измерительному контролю в объеме 100 %.

После устранения всех недопустимых наружных дефектов следует произвести контроль сварных соединений с использованием неразрушающих методов.

Стыки полиэтиленовых газопроводов проверяют ультразвуковым методом, стыки стальных труб и соединительных деталей - радиографическим. Объем контроля принимается согласно таблице 14 СП 62.13330.2011. Допускается уменьшать на 60% количество контролируемых стыков полиэтиленовых газопроводов, сваренных с использованием сварочной техники средней степени автоматизации, аттестованной и допущенной к применению в установленном порядке.

| | | | | | |
|--------------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Инд. № подл. | 110489 | | | | |
| Подп. и дата | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

180

Обязательному контролю физическими методами не подлежат стыки полиэтиленовых газопроводов, выполненные на сварочной технике высокой степени автоматизации, аттестованной и допущенной к применению в установленном порядке.

| | | | | | | | |
|------------------------|--------------|------|--------|-------|------|--------------------|------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | | | | | Взам. инв. № | |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 181 |

55 Испытание и очистка внутренней полости газопровода

Законченные строительством газопроводы должны быть испытаны на прочность и герметичность. Испытания газопроводов должна производить строительско-монтажная организация в присутствии представителя эксплуатирующей организации. Результаты испытаний следует оформлять в строительном паспорте. Испытание газопроводов на прочность и герметичность проводят путем подачи в газопровод сжатого воздуха и создания в газопроводе испытательного давления. Значения испытательного давления и время выдержки под давлением подземных газопроводов принимают в соответствии с СП 62.13330.2011* и СП 42-101-2003.

Перед испытанием на герметичность и прочность внутренняя полость газопровода должна быть очищена продувкой сжатым воздухом. Чистота внутренней полости газопровода обеспечивается на всех этапах работы с трубой: транспортировки, погрузки, развозки и раскладки секций (отрезков) и бухт по трассе, сварки плетей в нитку и укладки.

В соответствии с п. 62 постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления (с изменениями на 14 декабря 2018 года) испытания газопроводов из полиэтиленовых труб следует производить не ранее чем через 24 часа после окончания сварки последнего стыка.

Участки очистки выделяются в соответствии с участками испытаний, согласно п.11 СП 42-101-2003.

Проектируемые стальные газопроводы диаметром 219х6,0 очищают продувкой с пропуском очистных устройств, согласно п.7.215 СП 42-102-2004. В качестве очистного устройства (поршня), применяется ППЛ поролоновый поршень, представляющий собой плотный пенополиуретановый литой цилиндр.

Этапы очистки внутренней полости проектируемого газопровода (при условии использования для испытаний манометра класса точности 0,4):

- 1) газопровод ПК0+00-ПК15+94 из стальных труб диаметром 219х6,0 с пропуском поршня, общая длина участка 1776 метров (на основании п.11.20 табл.33

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 182 |

СП 42-101-2003);

2) газопровод 1ПК0+00-1ПК40+60 из стальных труб диаметром 219х6,0 с пропуском поршня, общая длина участка 4065 метров (п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

3) газопровод 1ПК40+60-1ПК59+72 из стальных труб диаметром 76х5,0 без пропуска поршня, общая длина участка 1912 метров (на основании п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

4) газопровод 2ПК0+00-2ПК4+26 из стальных труб диаметром 76х5,0 без пропуска поршня, общая длина участка составляет 426 метров (на основании п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

5) газопровод 3ПК0+00-3ПК137+30 из стальных труб диаметром 219х6,0 с пропуском поршня, общая длина участка 13809 метров (на основании п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

6) газопровод 3ПК137+30-3ПК147+86 из стальных труб диаметром 108х4,0 без пропуска поршня, общая длина участка составляет 1056 метров (на основании п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

7) газопровод 4ПК0+00-4ПК36+40 из стальных труб диаметром 159х5,0 без пропуска поршня, общая длина участка составляет 3697 метров (п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

8) газопровод 5ПК0+00-5ПК9+28 из стальных труб диаметром 219х6,0 с пропуском поршня, общая длина участка составляет 928 метров (п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

9) газопровод 6ПК0+00-6ПК4+27 из стальных труб диаметром 219х6,0 с пропуском поршня, общая длина участка составляет 427 метров (п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

10) газопровод 7ПК0+00-7ПК67+14 из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 110х10,0 без пропуска поршня, общая длина участка составляет 6740 метров (п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

11) газопровод 8ПК0+00-8ПК0+15 из стальных труб диаметром 219х6,0 без пропуска поршня, общая длина участка составляет 15 метров (п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

12) газопровод 9ПК0+00-9ПК0+17 из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR

| |
|------------------------|
| Взам. инв. № |
| Подп. и дата |
| Инв. № подл. 110489 |

| | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ |
| | | | | | | |

11 63x5,8 без пропуска поршня, общая длина участка составляет 17 метров (п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

13) газопровод 10ПК0+00-10ПК0+16 из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63x5,8 без пропуска поршня, общая длина участка составляет 16 метров (п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

14) газопровод 11ПК0+00-11ПК0+17 из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR 11 63x5,8 без пропуска поршня, общая длина участка составляет 17 метров (п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

15) обвязка ГРПШ №1 п. Ихала из стальных труб диаметром 108x4,0 длиной 1,4 метра, 76x5,0 длиной 2,1 метра и из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 110x10,0 длиной 6,5 метра без пропуска поршня, общая длина участка 10 метров (на основании п.11.3, п.11.4, п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

16) обвязка ГРПШ №2 п. Ихала из стальных труб диаметром 89x4,0 длиной 0,9 метра, 76x5,0 длиной 2,1 метра, 57x3,5 длиной 2,3 метра и из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 90x8,2 длиной 4,7 метра, ПЭ100 ГАЗ SDR11 63x5,8 длиной 4,0 метра без пропуска поршня, общая длина участка 14,0 метров (на основании п.11.3, п.11.4, п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

17) обвязка ГРПБ №3 г. Лахденпохья из стальных труб диаметром 159x5,0 длиной 1,4 метра, 108x4,0 длиной 0,9 метра, 57x3,5 длиной 2,3 метра и из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 110x10,0 длиной 4,4 метра, ПЭ100 ГАЗ SDR11 63x5,8 длиной 10,6 метра без пропуска поршня, общая длина участка 19,6 метра (на основании п.11.3, п.11.4, п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

18) обвязка ГРПБ №4 г. Лахденпохья из стальных труб диаметром 219x6,0 длиной 1,6 метра, 76x5,0 длиной 0,8 метра, 57x3,5 длиной 1,1 метра и из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 225x20,5 длиной 2,1 метра, ПЭ100 ГАЗ SDR11 63x5,8 длиной 1,3 метра без пропуска поршня, общая длина участка 6,9 метра (на основании п.11.3, п.11.4, п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

19) обвязка ГРПБ №5 г. Лахденпохья из стальных труб диаметром 219x6,0 длиной 1,4 метра, 108x4,0 длиной 1,8 метра и из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 225x20,5 длиной 13,1 метра, ПЭ100 ГАЗ SDR11 160x14,6 длиной 38,2 метра без пропуска поршня, общая длина участка 54,5 метра (на основании п.11.3, п.11.4, п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

| |
|------------------------|
| Взам. инв. № |
| Подп. и дата |
| Инв. № подл. 110489 |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 184 |

20) обвязка ГРПБ №6 п. Раухала из стальных труб диаметром 108x4,0 длиной 0,4 метра, 57x3,5 длиной 3,4 метра и из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 110x10,0 длиной 0,4 метра, ПЭ100 ГАЗ SDR11 63x5,8 длиной 3,2 метра без пропуска поршня, общая длина участка 7,4 метра (на основании п.11.3, п.11.4, п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003);

21) обвязка ГРПШ №7 п. Мийнала из стальных труб диаметром 89x4,0 длиной 0,9 метра, 57x3,5 длиной 2,3 метра и из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 110x10,0 длиной 7,2 метра, ПЭ100 ГАЗ SDR11 90x8,2 длиной 6,0 метра, ПЭ100 ГАЗ SDR11 63x5,8 длиной 3,1 метра без пропуска поршня, общая длина участка 19,5 метра (на основании п.11.3, п.11.4, п.11.20 табл.33 СП 42-101-2003).

Испытания производят после установки арматуры, оборудования, контрольно-измерительных приборов.

До начала испытаний на герметичность подземные газопроводы следует выдерживать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта.

Температура наружного воздуха в период испытаний полиэтиленовых газопроводов должна быть не ниже минус 20 °С.

В соответствии с таблицей 15 СП 62.13330.2011:

- проектируемые подземные стальные газопроводы высокого давления 1 категории испытываются под давлением $R_{исп.}=1,5$ МПа в течении 24 ч;
- проектируемые подземные стальные газопроводы высокого давления 2 категории испытываются под давлением $R_{исп.}=1,5$ МПа в течении 24 ч.

В соответствии с таблицей 16 СП 62.13330.2011:

- проектируемые подземные полиэтиленовые газопроводы высокого давления 2 категории испытываются под давлением $R_{исп.}=0,75$ МПа в течении 24 ч;
- проектируемые подземные полиэтиленовые газопроводы среднего давления испытываются под давлением $R_{исп.}=0,6$ МПа в течении 24 ч.

В соответствии с п.11.3 СП 42-101-2003 участки надземного стального газопровода длиной до 10 метров испытываются по нормам подземных газопроводов, то есть в соответствии с вышеизложенными нормами для полиэтиленовых и стальных газопроводов в зависимости от давления.

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 185 |

Согласно п.11.4 СП 42-101-2003, испытания надземных участков обвязки ПРГ производят по нормам испытаний на стороне входного давления.

Испытания подземных газопроводов, прокладываемых в футлярах на участках переходов через искусственные и естественные преграды, проводят в три стадии:

- 1) после сварки перехода до укладки на место;
- 2) после укладки и полной засыпки перехода;
- 3) вместе с основным газопроводом.

Испытания после полного монтажа и засыпки перехода по согласованию с эксплуатационной организацией допускается не проводить.

Испытания участков переходов допускается проводить в одну стадию вместе с основным газопроводом в случаях:

- 1) отсутствия сварных соединений в пределах перехода;
- 2) использования метода наклонно-направленного бурения;
- 3) использования в пределах перехода для сварки полиэтиленовых труб деталей с ЗН или сварочного оборудования со средней и высокой степенью автоматизации.

Герметизация концов полиэтиленовых трубных плетей при продувке и испытаниях, а также подключение компрессорных установок к газопроводу производятся через разъемные фланцевые соединения, соединения «полиэтилен-сталь» или механические заглушки многократного использования, оснащенные патрубками для установки манометра и под закачку воздуха.

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

| | |
|--------------------|--|
| 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | |
| Лист | |
| 186 | |

56 Перечень принятых сокращений

| | |
|------|--------------------------------------|
| АВР | аварийно-восстановительные работы |
| ГРО | газораспределительная организация |
| ТУ | технические условия |
| ВЛ | высоковольтная линия |
| ЛЭП | линия электропередач |
| ИГЭ | инженерно-геологический элемент |
| ПК | пикет |
| ЛЭС | линейно-эксплуатационная служба |
| СОИ | специальный отвод изолированный |
| ГРПШ | шкафной пункт редуцирования газа |
| ПРГ | пункт редуцирования газа |
| УЭС | удельное электрическое сопротивление |
| ГНБ | горизонтально-направленное бурение |

| | | | | | | | | |
|------------------------|--------------|--------------|------|--------|------|-------|--------------------|-------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | | Подп. |

57 Нормативные ссылки

Технические решения по объекту разработаны в соответствии со следующими нормативными документами:

Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.1997;

СП 62.13330.2011*, СНиП 42-01-2002 Актуализированная редакция. Газораспределительные системы;

СП 42.13330.2016, СНиП 2.07.01-89* Актуализированная редакция. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений;

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления», утверждены Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору , приказом №542 от 15.11.2013;

СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб;

СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов;

СП 18.13330.2011 Генеральные планы промышленных предприятий;

СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*;

СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85;

СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*;

СП 63.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 52-01-2003 (с Изменениями N 1, 2);

ГОСТ Р 58121.2-2018 (ИСО 4437-2:2014) Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 2. Трубы;

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 188 |

ГОСТ Р 58121.3-2018 (ИСО 4437-3:2014) Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 3. Фитинги (с Поправкой);

ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент (с Изменениями N 1, 2);

ГОСТ 17375-2001 (ИСО 3419-81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R~1,5DN). Конструкция (с Изменением N 1);

ПУЭ Правила устройства электроустановок;

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, Приказ №101 от 12.03.2013;

СТО Газпром Газораспределение 2.12-2016 «Автоматизированные системы управления технологическим процессом распределения газа. Функциональные и технические требования»;

СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция СНиП 22-01-95;

СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть I. Общие правила производства работ;

СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*;

СТО Газпром 9.2-003-2009 «Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений»;

ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;

ВСН 009-88 (Миннефтегазстрой) Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты;

РД 1390-001-2001 Инструкция по технологии ремонта мест повреждений заводского полиэтиленового покрытия труб.

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|--------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата | 590.2.2017-ТКР1.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 189 |

Приложение А
(обязательное)

**Технические условия №25 на присоединение к газораспределительной
сети распределительного газопровода**

«Утверждаю»
Генеральный директор
АО «Газпром газораспределение
Петрозаводск»



Ю.П. Азаров
04 2019 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 25

на присоединение к газораспределительной сети
распределительного газопровода

Заказчик: ООО «Газпром инвестгазификация»

Основание для выдачи технических условий: Программа развития газоснабжения и газификации Республики Карелия на период 2016-2020 годы.

Решение: программа газификации.

Наименование газопровода: «Газопровод межпоселковый ГРС Ихала – г. Лахденпохья – п. Раухала – п. Мийнала Лахденпохского района Республики Карелия»

Назначение газопровода: Газоснабжение населенных пунктов

Адрес, район строительства: Республика Карелия, Лахденпохский район
Установленный объем транспортируемого природного газа: 7,893 тыс. м³/час.

Планируемые сроки строительства объекта:

Начало: 2018 г. **Окончание:** 2020 г.

Планируемый срок ввода объекта в эксплуатацию: 2020 г.

Давление газа в точке подключения:

- максимальное: 1,2 МПа;

- минимальное: 0,75 МПа.

Диаметр, координаты газопровода в точке подключения: выход газопровода высокого давления I категории из проектируемой ГРС Ихала Лахденпохского района Республики Карелия

Материал трубы и тип изоляции (при наличии) в точке подключения: Принять в соответствии с проектом.

Коррозионная агрессивность грунта в точке подключения: Принять в соответствии с проектом.

Источник блуждающих токов в точке подключения: Принять в соответствии с проектом.

Наличие средств ЭХЗ: Принять в соответствии с проектом.

Общие инженерно-технологические требования:

1. Газоснабжение осуществить согласно проектной документации. Проектную документацию разработать силами специализированной проектной организации в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.
2. Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы должны выполняться организациями, допущенными к выполнению данных работ в установленном порядке в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.
3. Проектная документация подлежит экспертизе в установленном законодательством порядке.
4. В проектной документации указать границы охранных зон газопроводов, пунктов редуцирования газа (ПРГ) и устройств электрохимической защиты (преобразователь, кабельные линии, анодное заземление).

1

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

190

Приложение А (продолжение)

5. При проектировании предусмотреть оборудование и материалы, имеющие сертификат соответствия Системы добровольной сертификации ГАЗСЕРТ.
6. Предусмотренные проектом материалы и оборудование должны иметь разрешительные документы в соответствии с действующим законодательством.
7. В проектной документации указать срок эксплуатации газопроводов, технических и технологических устройств.
8. Предусмотреть установку знаков обозначения трассы проектируемого газопровода в соответствии с требованиями НТД.

Основные требования:

Проектом предусмотреть:

1. Строительство газопровода от места присоединения к выходу газопровода высокого давления I категории из проектируемой ГРС Ихала до ПРГ (включая ПРГ), устанавливаемых на границах территорий населенных пунктов, подлежащих газификации при строительстве газопровода.
2. Диаметр проектируемого газопровода определить в соответствии со «Схемой гидравлического расчета ГРС Ихала Лахденпохского района Республики Карелия», установленной Корректировкой Генеральных схем газоснабжения и газификации Республики Карелия в 2013 году. При этом, предусмотреть преимущественно прокладку газопроводов подземным способом:
 - из полиэтиленовых труб ПЭ 100 с показателем SDR не более 11 при условных диаметрах газопровода 250 мм и менее;
 - из стальных труб при условных диаметрах газопроводов 250 мм и более.
 Для определения местонахождения газопровода приборным методом выполнить требования ГОСТ Р 55473-2013.
3. Газоснабжение населенных пунктов через сетевые пункты редуцирования газа (ПРГ). Количество ПРГ, устанавливаемых в каждом населенном пункте, количество выходов газопровода из ПРГ и выходное давление определить проектом исходя из наличия и потребности в газе потребителями (населением, котельными и иными потребителями) с учетом «Схемы гидравлического расчета ГРС Ихала Лахденпохского района Республики Карелия», установленной Корректировкой Генеральных схем газоснабжения и газификации Республики Карелия в 2013 году.
4. Газоснабжение населенных пунктов через сетевые пункты редуцирования газа (ПРГ) блочного (при проектном расходе газа населенным пунктом 500 м³/час и более и при наличии двух выходов: низкого и среднего давления) или шкафного типа (при проектном расходе газа населенным пунктом менее 500 м³/час) с их размещением и оборудованием в соответствии с действующими нормативными требованиями, при этом в ПРГ предусмотреть две линии редуцирования (рабочая и резервная) без устройства узлов учета газа.
5. Средства АСУТП и перечень контролируемых параметров разработать в соответствии с требованиями СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.12-2016 «Автоматизированные системы управления технологическим процессом распределения газа» и согласовать их с АО «Газпром газораспределение Петрозаводск». Данные с объектов должны передаваться по каналам GSM связи в существующий диспетчерский пульт АО «Газпром газораспределение Петрозаводск».
6. На участке газопровода высокого давления I категории предусмотреть установку отключающего устройства подземного исполнения с дистанционным управлением для подключения объекта «Газопровод межпоселковый от ГРС Ихала – п. Вялимяки – п. Элисенваара – п. Куркиеки – п. Куликово – п. Хийтола – п. Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия».
7. Предусмотреть установку стальных отключающих устройств подземного исполнения с выводом штока управления в «фальшь-колодец» в местах, где установка таковых обусловлена нормативно-технической документацией, а также на отводах газопровода к ПРГ в случае если расстояние от места ответвления газопровода до ПРГ превышает 50м – шаровых кранов с классом герметичности «А», оборудованных свечами для продувки газопровода (до и после крана по ходу газа). Продувочные свечи и привод крана вывести в единый «фальшь-колодец».

2

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

191

Приложение А (продолжение)

Места установки линейных крановых узлов, а также крановых узлов на отводах газопровода согласовать с АО «Газпром газораспределение Петрозаводск» в процессе проектирования.

8. Проектом предусмотреть подъездные пути для проезда автомобильного транспорта к оборудованию и сооружениям на проектируемом газопроводе для возможности обслуживания.

9. В части защиты от коррозии стальных газопроводов:

9.1 Защиту надземных газопроводов и технических устройств от атмосферной коррозии выполнить в соответствии с требованиями СП 28.13330.2012 «Защита строительных конструкций. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85».

9.2 В случае проектирования подземных стальных газопроводов, стальных футляров и стальных вставок полиэтиленовых газопроводов, провести изыскательские работы по определению коррозионной агрессивности грунта (включая биокоррозионную агрессивность грунта) и определению наличия блуждающих токов в границах коридора проектируемых газопроводов. Методы защиты от коррозии принять в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602 и других действующих нормативных документов.

9.3 Для катодной защиты предусматривать:

- преобразователи, работающие в АСУ ТП ЭХЗ, с коэффициентом пульсации выходного напряжения и тока не более 3%;

- контрольно-измерительные пункты (КИП) внешней измерительной цепи на газопроводе и контрольные кабели от КИП до преобразователей, для обеспечения работы АСУ ТП ЭХЗ.

9.4 Предусмотреть установку стационарных КИП:

- на стальных вставках проектируемых полиэтиленовых газопроводов;

- на проектируемом стальном газопроводе в соответствии с требованиями НТД.

9.5 Предусмотреть установку электроизолирующих соединений в соответствии с требованиями НТД. Применять электроизолирующие соединения неразъемные по диэлектрику.

9.6 Для реализации технических решений рекомендуем использовать:

- альбом 5.905-32.07 «Узлы и детали электрозащиты инженерных сетей от коррозии», выпуски 1 и 2, ОАО «МосгазНИИпроект»;

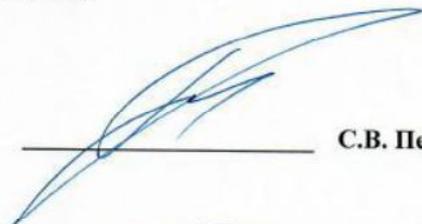
- альбомы УПР.ЭХЗ-01-2013 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии»; УПР.ЭХЗ-02-2013 «Типовые схемы электрохимической защиты от коррозии».

9.7 В проектно-сметной документации учесть весь комплекс пуско-наладочных работ системы электрохимической защиты газопроводов и АСУ ТП ЭХЗ.

9.8 Проектные решения по защите от коррозии предварительно согласовать с подразделением по защите от коррозии АО «Газпром газораспределение Петрозаводск».

Срок действия технических условий: 3 года.

**Заместитель генерального
директора – главный инженер
АО «Газпром газораспределение
Петрозаводск»**


С.В. Петрушенков

**Заместитель генерального
директора по строительству и
инвестициям
АО «Газпром газораспределение
Петрозаводск»**


П.В. Блатков

| | |
|---------------|--------------|
| Инва. № подл. | Взам. инв. № |
| 110489 | |
| Подп. и дата | |
| | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

Приложение А (окончание)



**Акционерное общество
«Газпром газораспределение Петрозаводск»
(АО «Газпром газораспределение
Петрозаводск»)**

ул. Балтийская, д. 22-а, г. Петрозаводск,
Республика Карелия, Российская Федерация, 185011
тел.: +7 (8142) 53-08-58, факс: +7 (8142) 53-08-58
e-mail: transgaz@ktg.sampo.ru

ОКПО 24868981, ОГРН 1021000511730, ИНН 1001009551, КПП 100101001

31 ИЮЛ 2020 № 2118

на № 2417/12 от 28.07.2020г.

**Главному инженеру
ООО «КТПИ «Газпроект»**

Р.О. Щипалову

О внесении изменений в ТУ

АО «Газпром газораспределение Петрозаводск» считает возможным внесение изменений в технические условия № 25 от 02.04.2019г. и № 27 от 02.04.2019г. в части изменения давления в точках подключения, а именно:

1. ТУ № 25 от 02.04.2019г.:
 - максимальное – 1,2 МПа;
 - минимальное – 1,15 МПа.
2. ТУ № 27 от 02.04.2019г.:
 - максимальное – 1,2 МПа;
 - минимальное – 1,09 МПа.

Однако, параметры выходного давления из ГРС «Ихала» (точка подключения по ТУ № 25 от 02.04.2019г.) необходимо увязать с проектами характеристиками газооборудования ГРС.

Данное письмо считать приложением к вышеназванным ТУ.

**Заместитель генерального директора –
главный инженер**

С.В. Петрушенков

Михайлов А.Ю.
(8142) 53-26-96

1

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

193

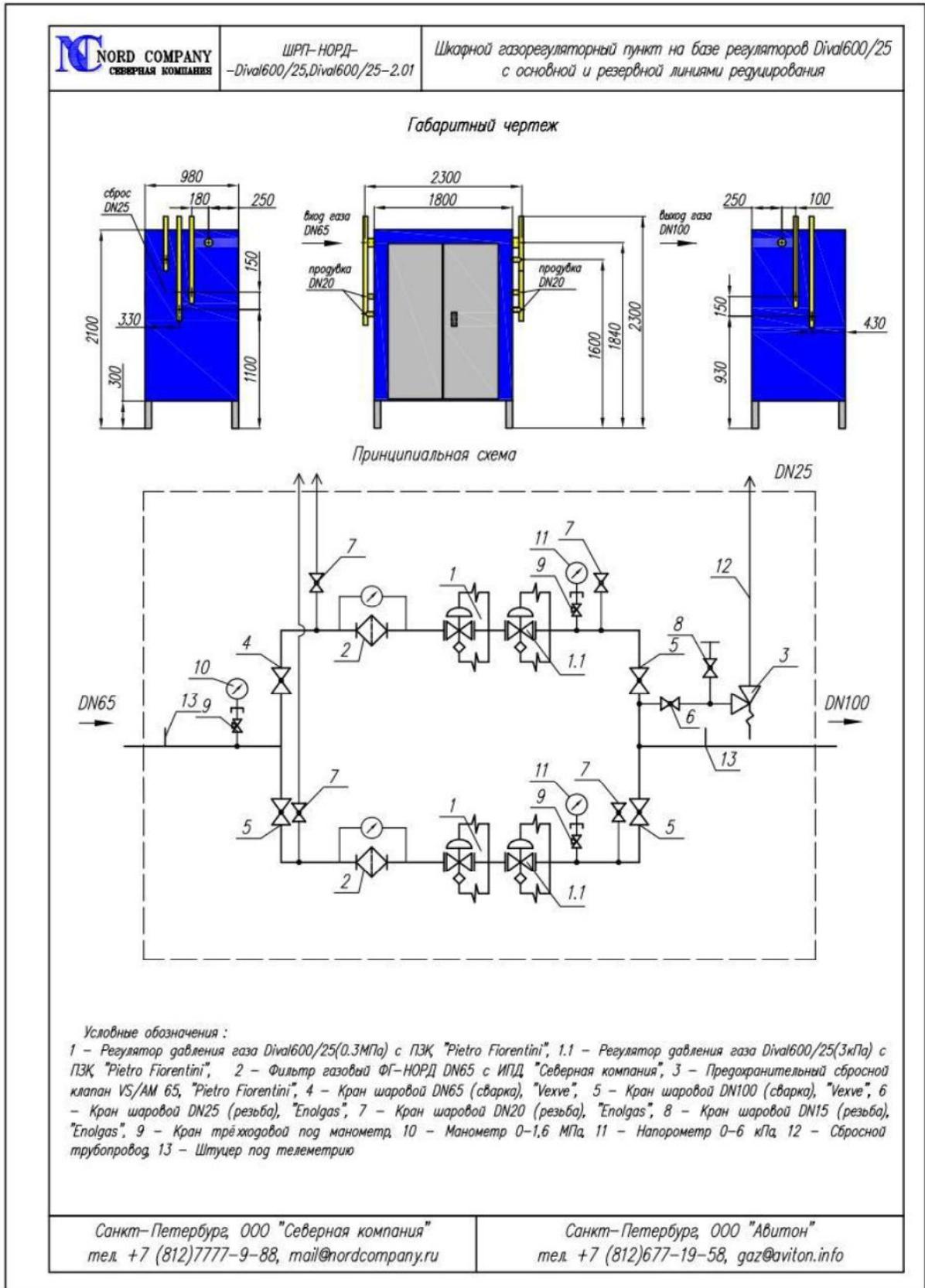
Формат А4

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

Приложение Б (обязательное)

Принципиальные схемы газовые и габаритные размеры ПРГ



Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

Изм. Колуч Лист №док. Подп. Дата

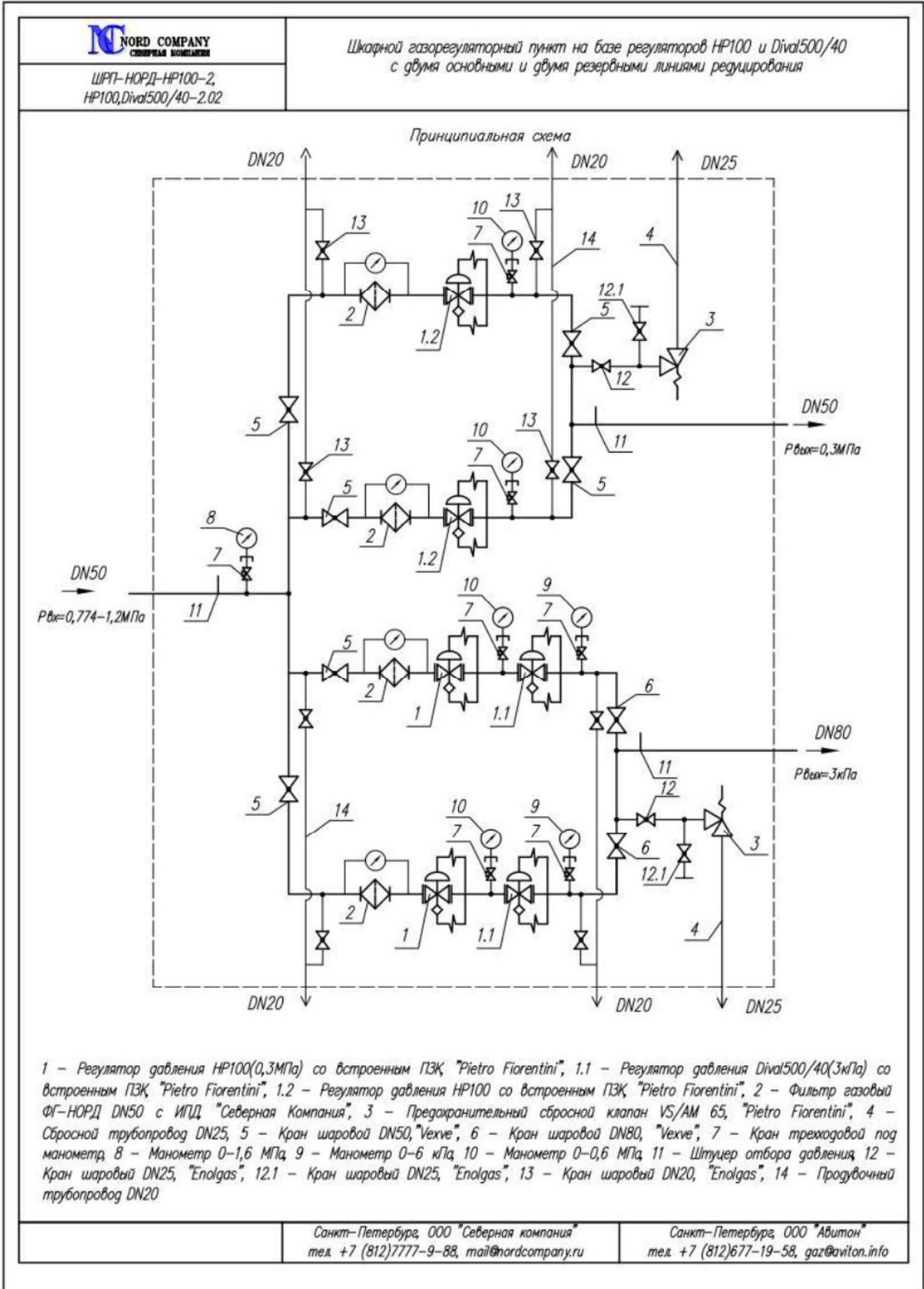
590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

194

Формат А4

Приложение Б (продолжение)



| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |
| Изм. | Кол.уч |
| Лист | № док. |
| Подп. | Дата |

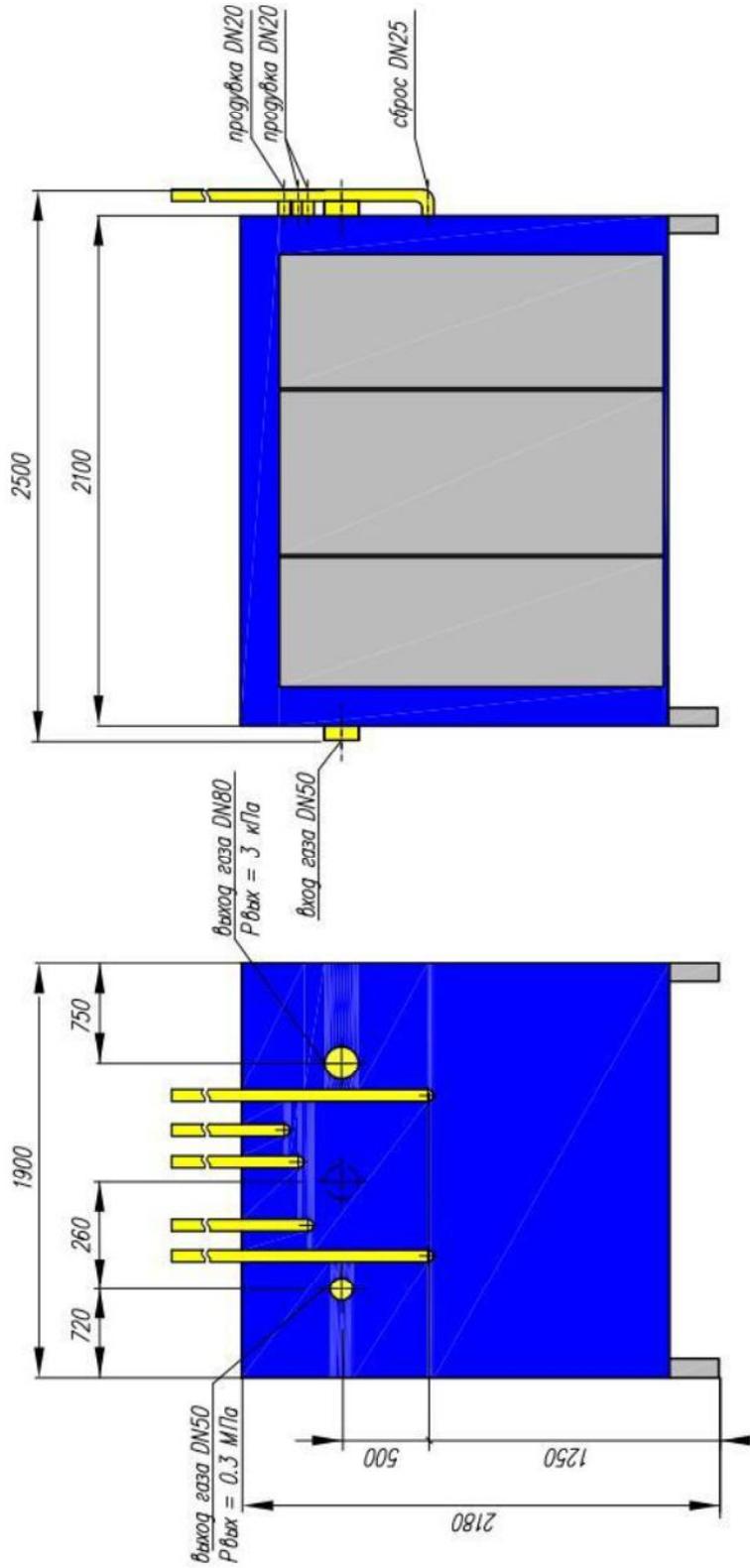
Приложение Б (продолжение)

Шкафной газорегуляторный пункт на базе регуляторов НР100 и Dival500/40 с двумя основными и двумя резервными линиями редуцирования

ШРП-НОРД-НР100-2, НР100, Dival500/40-2.02



Габаритный чертёж



Санкт-Петербурга ООО "Абулон" тел. +7 (812) 677-19-58, gaz@abulon.info

Санкт-Петербурга ООО "Северная компания" тел. +7 (812) 7777-9-88, mail@ngscontrol.ru

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

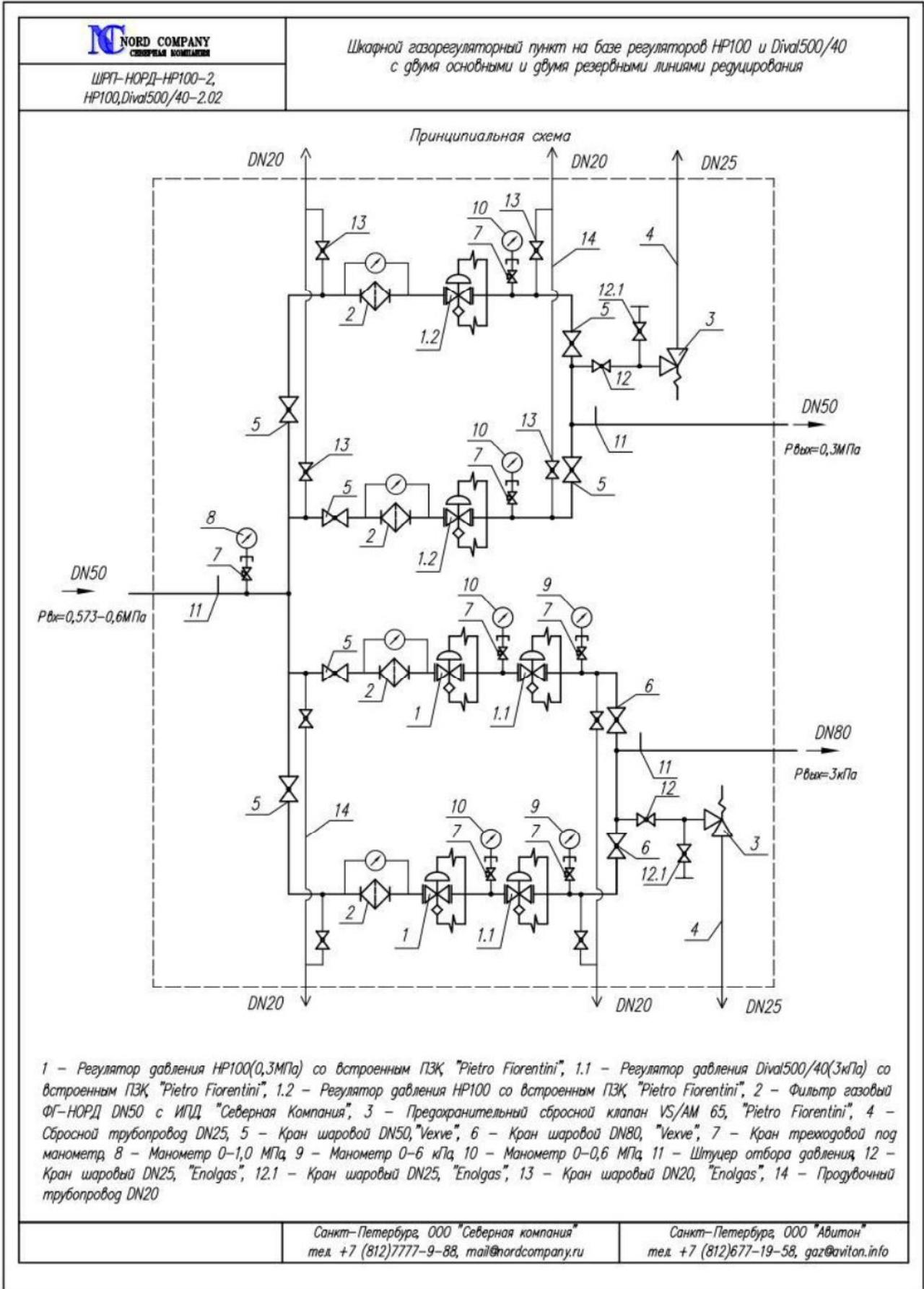
| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

196

Приложение Б (продолжение)



| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |
| Изм. | |
| Кол.уч | |
| Лист | |
| № док. | |
| Подп. | |
| Дата | |

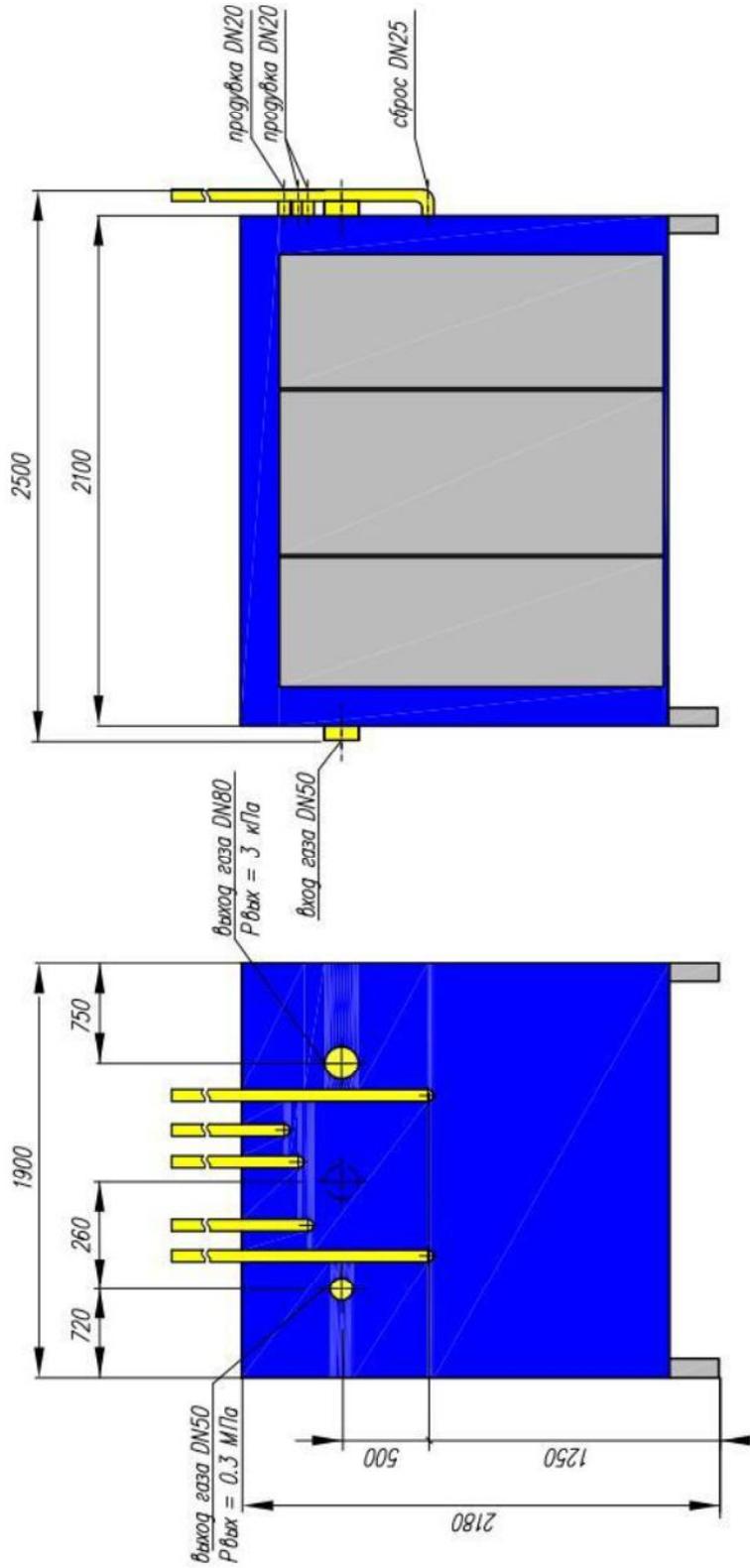
Приложение Б (продолжение)

Шкафной газорегуляторный пункт на базе регуляторов НР100 и Divat500/40 с двумя основными и двумя резервными линиями редуцирования

ШРП-НОРД-НР100-2, НР100, Divat500/40-2.02



Габаритный чертеж



Санкт-Петербурга ООО "Абулон" тел. +7 (812)677-19-58, gaz@abulon.info

Санкт-Петербурга ООО "Северная компания" тел. +7 (812)7777-9-88, mail@ngscontrol.ru

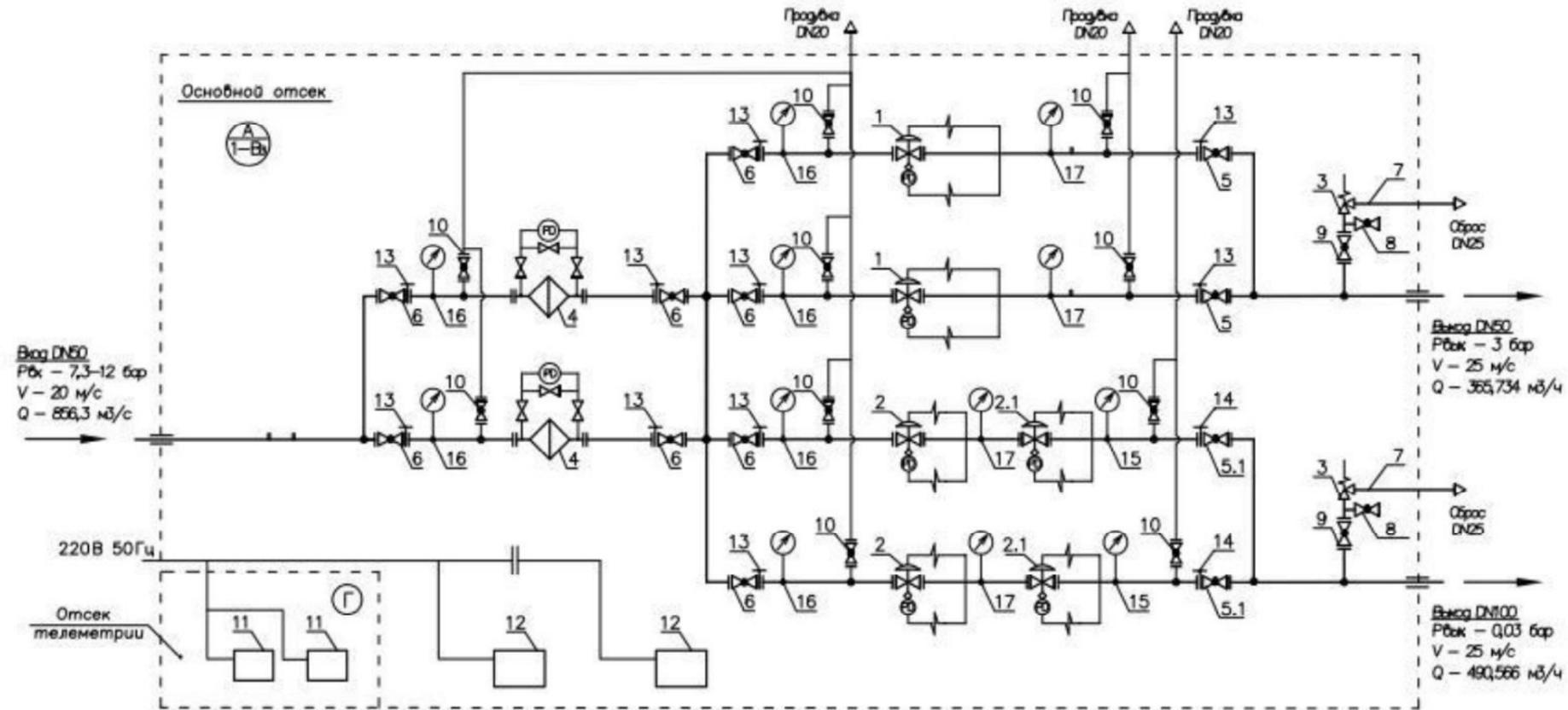
| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Приложение Б (продолжение)

Принципиальная схема ГРПБ-НОРД-Dival600/25-2,Dival600/25,Dival600/40-2-03-Т



| Позиция | Наименование и технические характеристики | Тип, марка | Кол-во | Заб.-изготовитель |
|---------|---|-----------------------------|--------|---------------------|
| 1 | Регулятор давления газа Dival600/25, в комплекте: - ГВК LA-micro (с датчиком положения) | Dival600 DN25 FN16(36бар) | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 2 | Регулятор давления газа Dival600/25, в комплекте: - ГВК LA-micro (с датчиком положения) | Dival600 DN25 FN16(36бар) | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 2.1 | Регулятор давления газа Dival600/40, в комплекте: - ГВК LA (с датчиком положения) | Dival600 DN40 FN16(0,03бар) | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 3 | Предохранительно - обратный клапан DN25 | VS/AM65 DN25 FN16 | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 4 | Фильтр газовый тонкой очистки DN65 | ФГ-НОРД-65 | 2 | "Северная Компания" |
| 5 | Кран шаровый полнопроходной фланцевый DN50 | 309050 | 2 | "Venve" |
| 5.1 | Кран шаровый полнопроходной фланцевый DN100 | 309100 | 2 | "Venve" |
| 6 | Кран шаровый стандартнопроходной фланцевый DN50 | 114050 | 8 | "Venve" |
| 7 | Обратный трубопровод DN25 | | 2 | |
| 8 | Кран шаровый стандартнопроходной сварки/резьба DN20 | 111020 | 2 | "Venve" |
| 9 | Кран шаровый стандартнопроходной сварки DN25 | 110025 | 2 | "Venve" |
| 10 | Кран шаровый стандартнопроходной сварки DN20 | 110020 | 12 | "Venve" |
| 11 | Электрический обозреватель 1кВт | | 2 | "Рязь" |
| 12 | Электрический обозреватель 2кВт | | 4 | "Рязь" |

| Позиция | Наименование и технические характеристики | Тип, марка | Кол-во | Заб.-изготовитель |
|---------|---|------------|--------|---------------------|
| 13 | Заглушка поворотная DN50 | CF-50 | 10 | "Pietro Fiorentini" |
| 14 | Заглушка поворотная DN100 | CF-100 | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 15 | Манометр ИМ (0-60бар) | | 2 | "Рома" |
| 16 | Манометр ТМ (0-16бар) | | 6 | "Рома" |
| 17 | Манометр ТМ (0-6бар) | | 4 | "Рома" |

И-№, No подл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Изм. № подл.
110489

| | | | | |
|--|-------------|------|----------|---------|
| ГРПБ-НОРД-Dival600/25-2,Dival600/25,Dival600/40-2-03-Т | | | | |
| Объект: «Газопровод межпоселковый ГРС Ихала - г.Лахденпохья - п.Раухала - п.Муанала Лахденпохского района Республики Карелия». | | | | |
| ГРПБ№03 Лахденпохья | | | | |
| Изм. | Кол. | Лист | № док | Подпись |
| Разработал | Дрегалова М | | | |
| Проверил | Орлов С | | | |
| Блочный газорегуляторный пункт | | | Страница | Лист |
| Принципиальная схема | | | | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

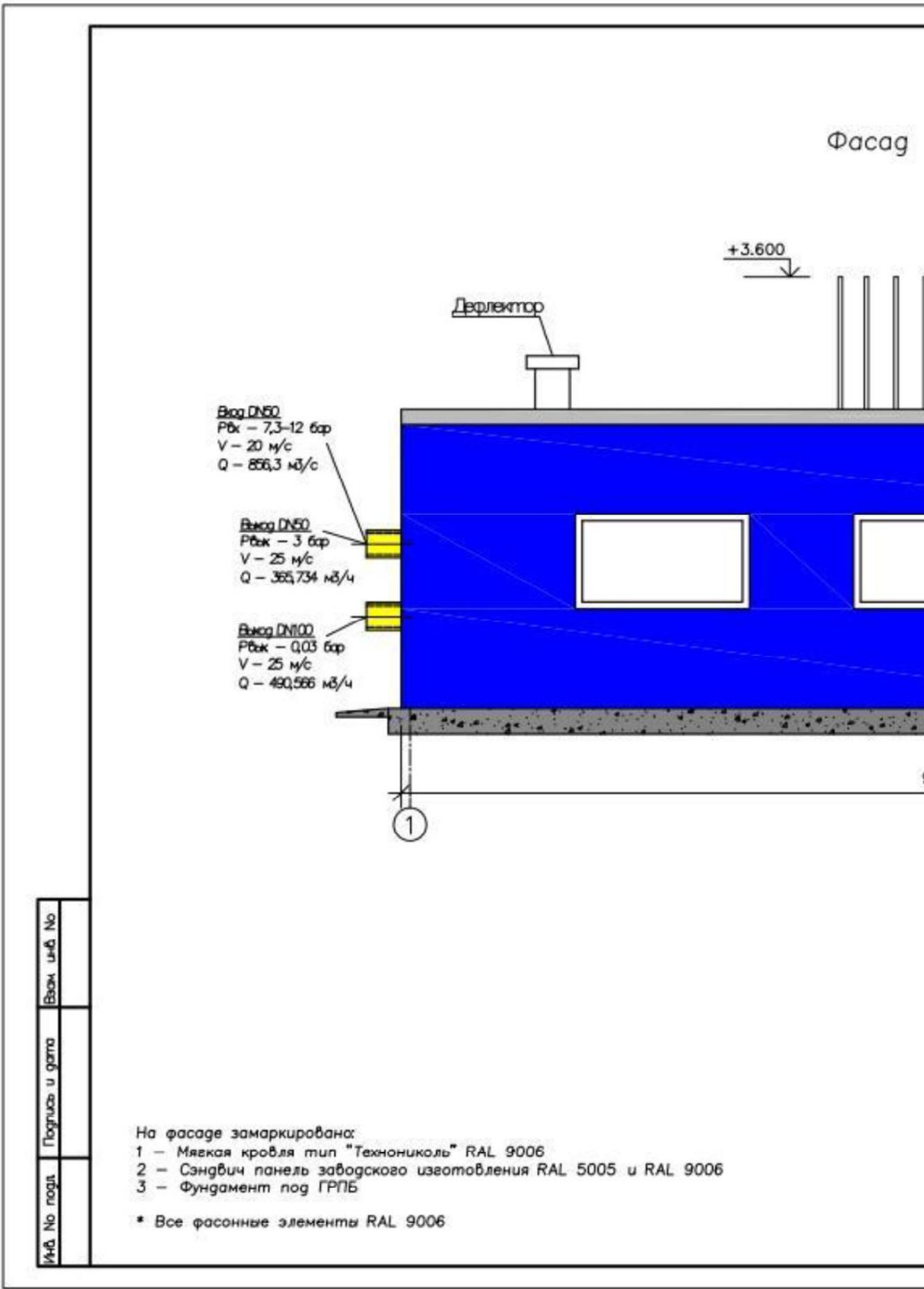
590.2.2017-ТКР1.ТЧ

| | | |
|------------------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|------------------------|--------------|--------------|

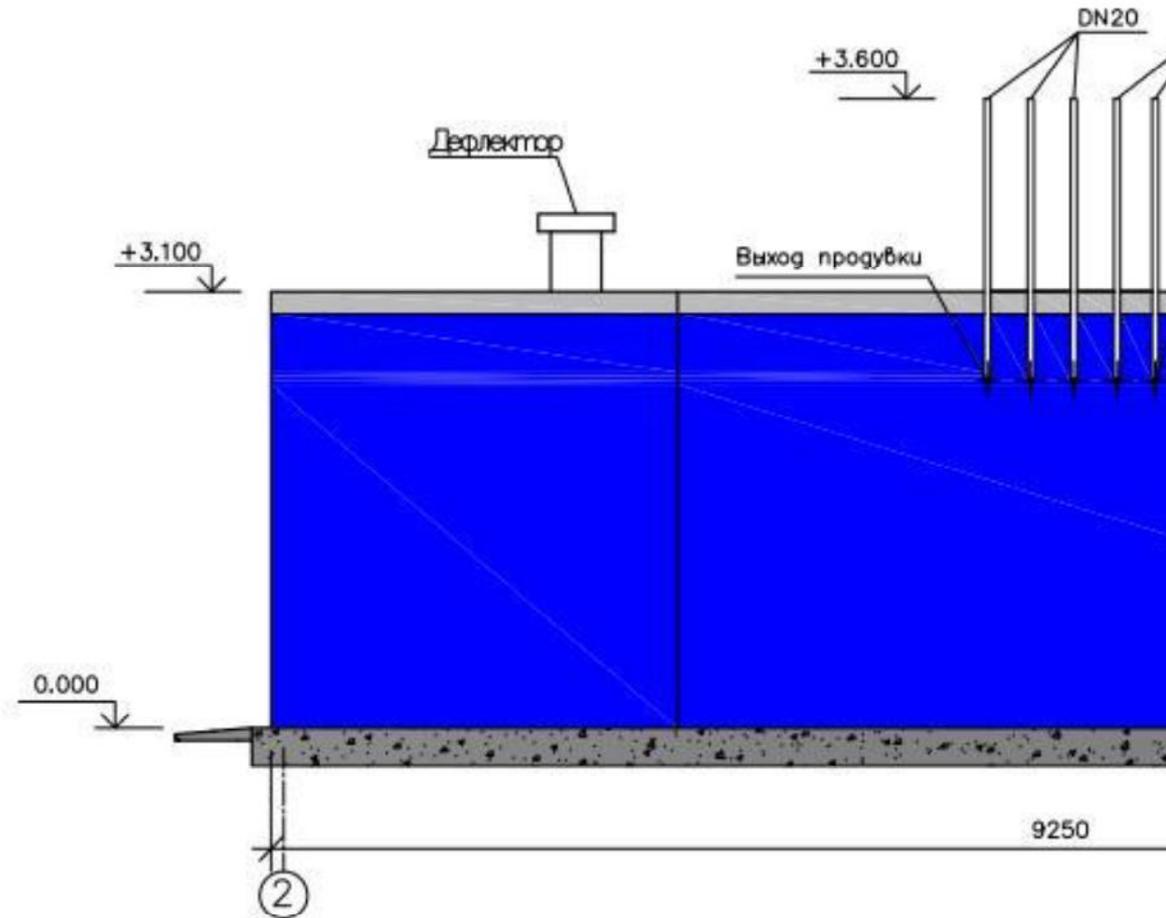
| | | |
|--------------|----------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
|--------------|----------------|--------------|

На фасаде замаркирована:
 1 - Мягкая кровля тип "Техноколь" RAL 9006
 2 - Сэндвич панель заводского изготовления RAL 5005 и RAL 9006
 3 - Фундамент под ГРПБ

* Все фасонные элементы RAL 9006



Фасад 2-1



| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подл. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

На фасаде замаркирована:
 1 - Мягкая кровля тип "Технониколь" RAL 9006
 2 - Сэндвич панель заводского изготовления RAL 5005 и RAL 9006
 3 - Фундамент под ГРПБ

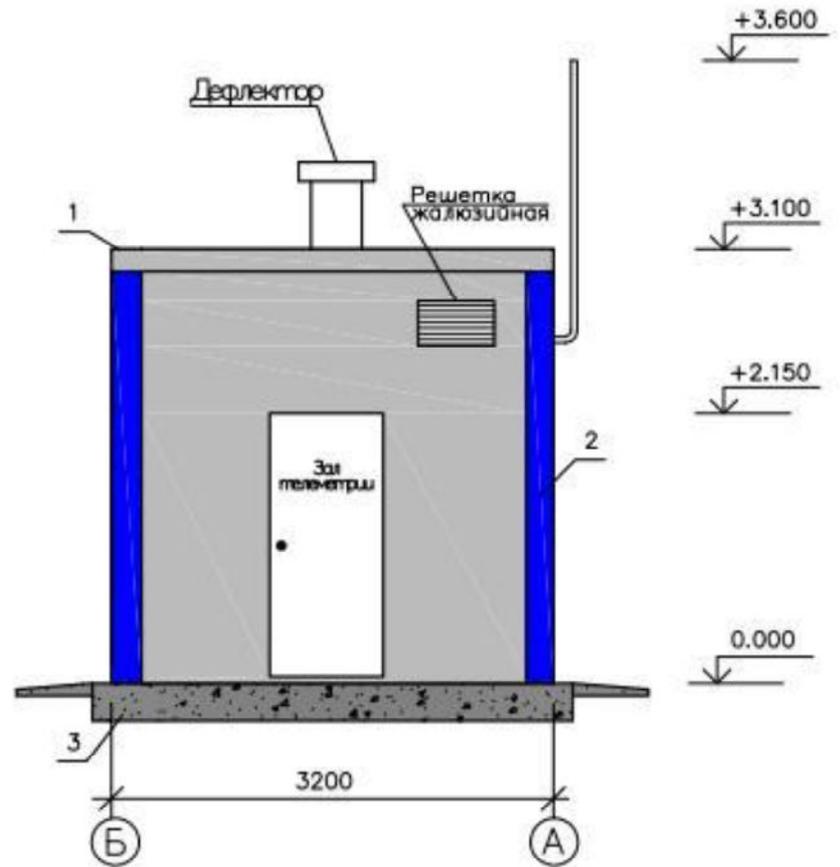
* Все фасонные элементы RAL 9006

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
110489

Фасад Б-А



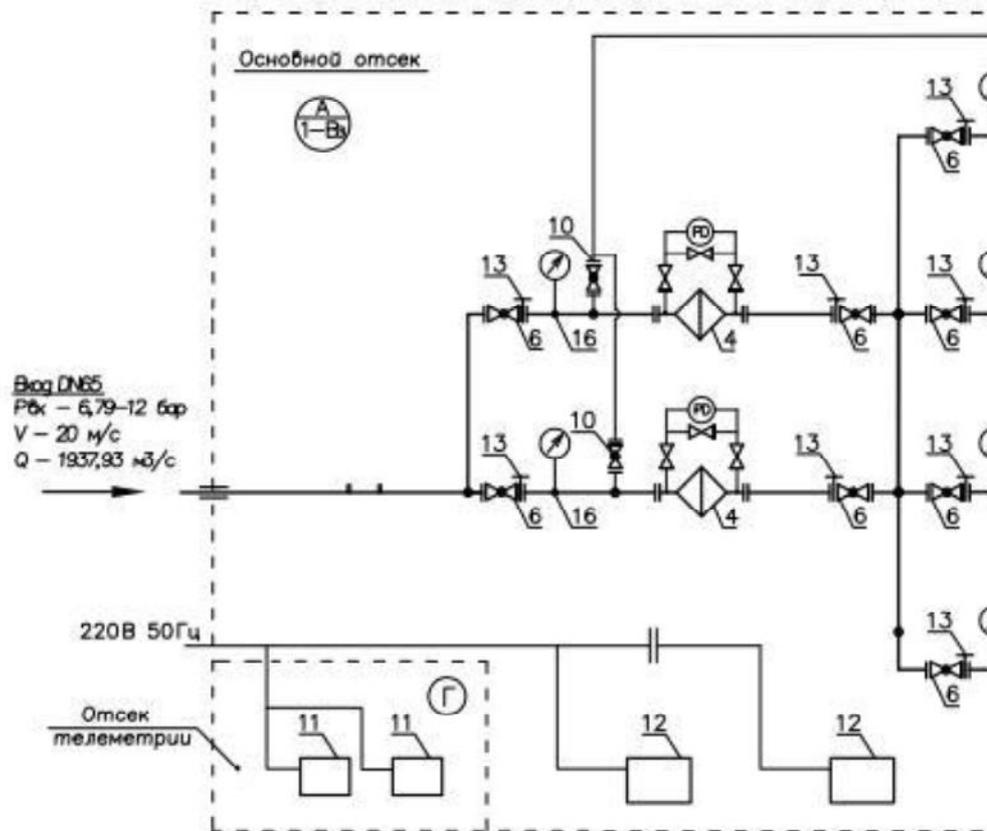
| | | | |
|-----|---------|-----------------|--------------|
| И/А | № подл. | Погрузка и дата | Взам. инв. № |
| | | | |

На фасаде замаркированы:
 1 – Мягкая кровля тип "Технониколь" RAL 9006
 2 – Сэндвич панель заводского изготовления RAL 5005 и RAL 9006
 3 – Фундамент под ГРПБ

* Все фасонные элементы RAL 9006

| | | | |
|--------|---------|-----------------|--------------|
| И/А | № подл. | Погрузка и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | | |

Принципиальная схема ГРПБ-НОРД



| Позиция | Наименование и техническая характеристика | Тип, марка | Кол-во | Завод-изготовитель |
|---------|---|---|--------|---------------------|
| 1 | Регулятор давления газа Diva600/5Q, в комплекте: – ГВК LA-micro (с датчиком положения) | Dival600 DN50 PN16(36бар) /LA-Micro | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 1.1 | Регулятор давления газа Norval8Q, в комплекте: – ГВК SB (с датчиком положения) | Norval DN80 PN16(0,036бар) /SB-Micro | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 2 | Регулятор давления газа HP10Q, в комплекте: – ГВК micro (с датчиком положения) | HP100 DN25 PN16(36бар) | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 3 | Предохранительно – обратный клапан DN25 | VS/AM65 DN25 PN16 | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 4 | Фильтр газовый тонкой очистки DN80 | ФГ-НОРД-80 | 2 | "Северная Компания" |
| 5 | Кран шаровый полнопроходной фланцевый DN65 | 309065 | 2 | "Venve" |
| 5.1 | Кран шаровый полнопроходной фланцевый DN200 редукт | 309201 | 2 | "Venve" |
| 6 | Кран шаровый стандартнопроходной фланцевый DN65 | 114065 | 8 | "Venve" |
| 7 | Обратный трубопровод DN25 | | 2 | |
| 8 | Кран шаровый стандартнопроходной сварка/резьба DN20 | 111020 | 2 | "Venve" |
| 9 | Кран шаровый стандартнопроходной сварка DN25 | 110025 | 2 | "Venve" |
| 10 | Кран шаровый стандартнопроходной сварка DN20 | 110020 | 12 | "Venve" |
| 11 | Обогреватель электрический 1 кВт | | 2 | "Fluor" |
| 12 | Обогреватель электрический 2 кВт | | 4 | "Fluor" |

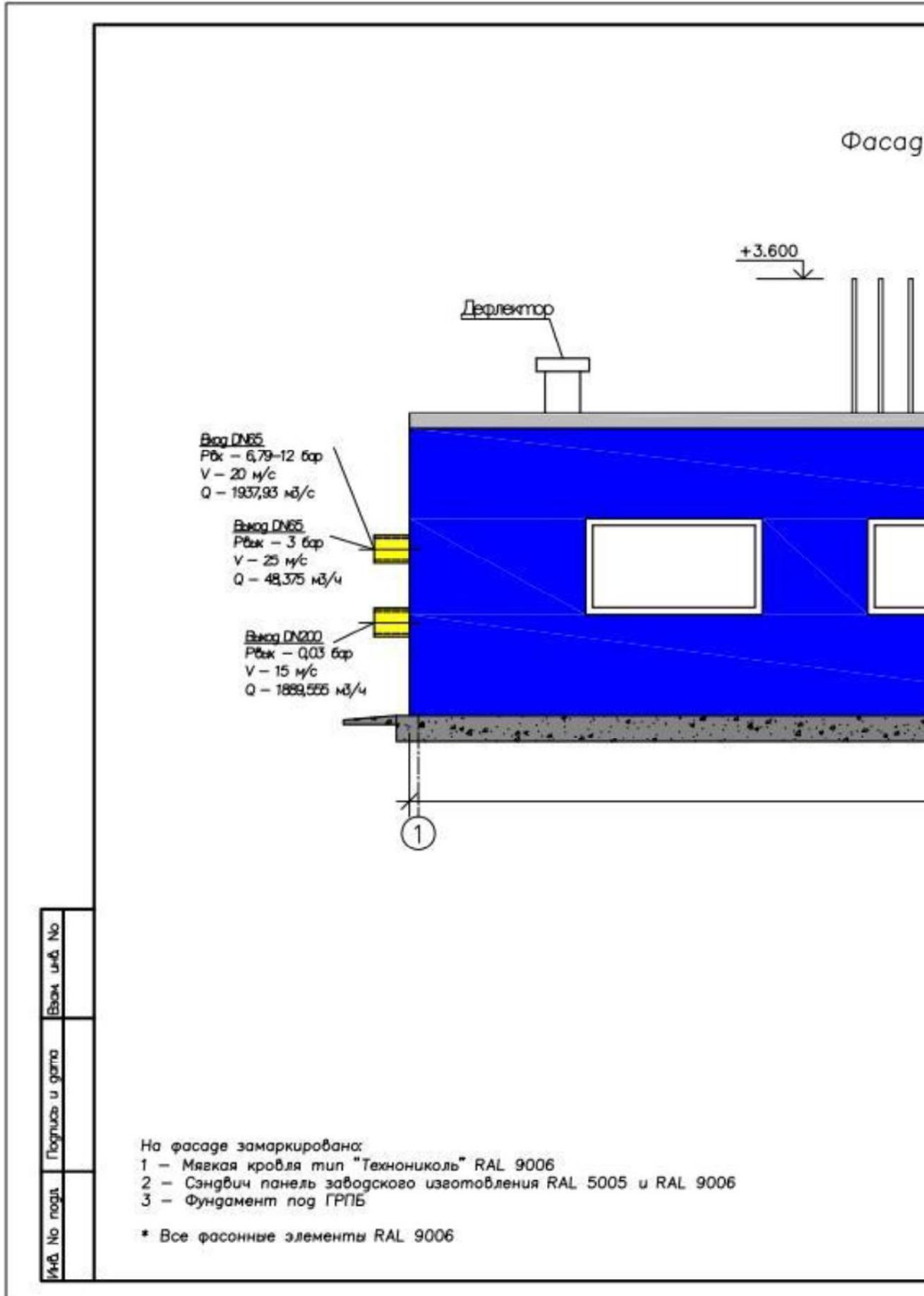
| | | |
|--------------|----------------|--------------|
| Инд. № подл. | Получил и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| | | |
|--------------|----------------|--------------|
| Инд. № подл. | Получил и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

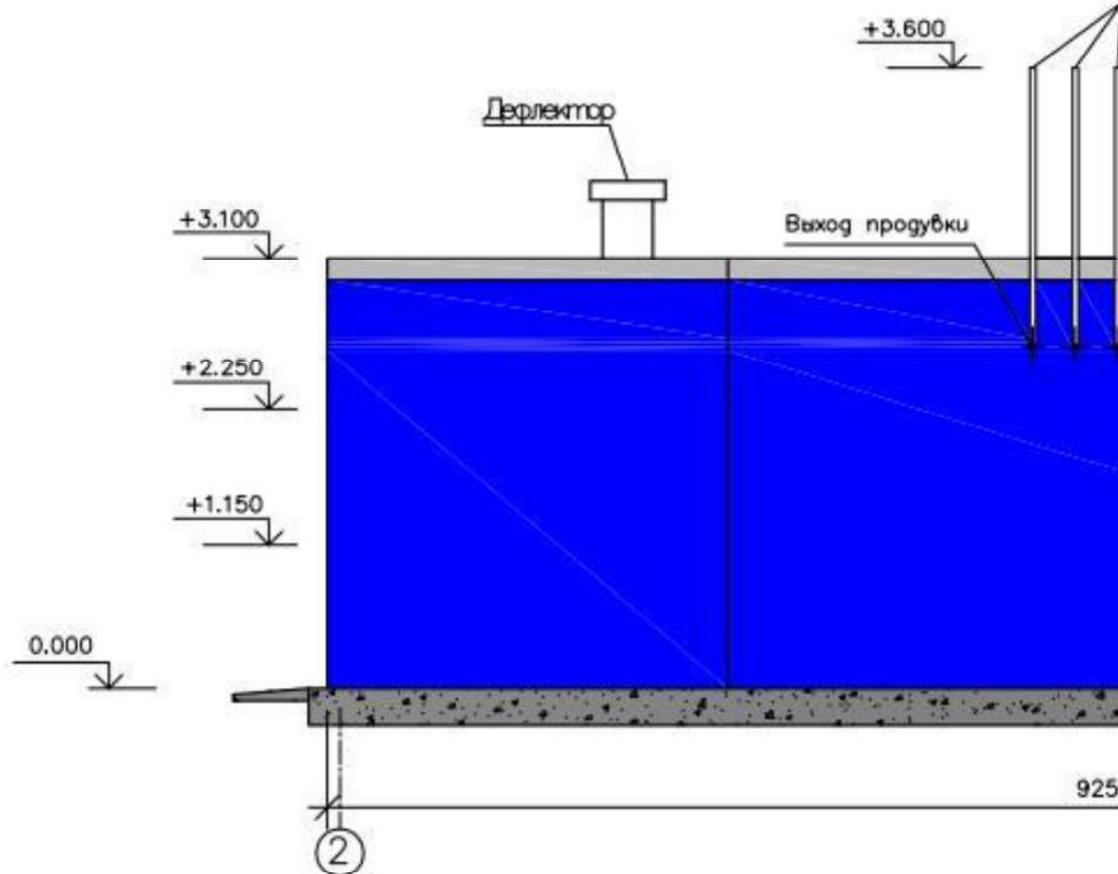
| | | |
|------------------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|------------------------|--------------|--------------|

| | | |
|--------------|----------------|--------------|
| Инд. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
|--------------|----------------|--------------|

На фасаде замаркирована:
 1 – Мягкая кровля тип "Технониколь" RAL 9006
 2 – Сэндвич панель заводского изготовления RAL 5005 и RAL 9006
 3 – Фундамент под ГРПБ
 * Все фасонные элементы RAL 9006



Фасад 2-1

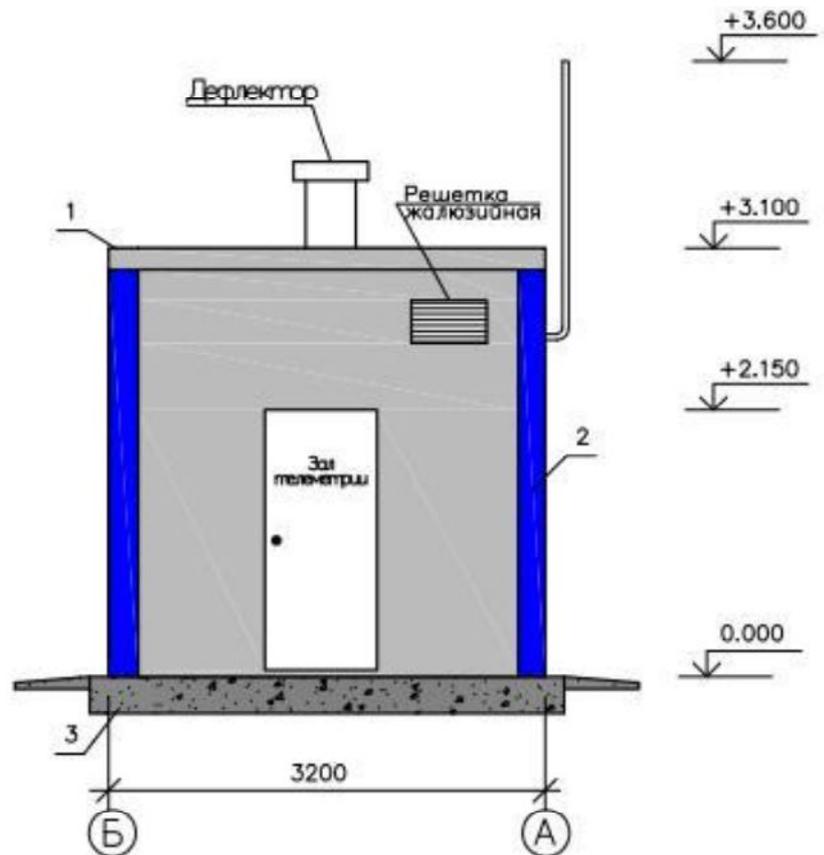


| | | |
|----------------|----------------|--------------|
| И.в.б. № подл. | Погрешь и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

На фасаде замаркирована:
 1 – Мягкая кровля тип "Технониколь" RAL 9006
 2 – Сэндвич панель заводского изготовления RAL 5005 и RAL 9006
 3 – Фундамент под ГРПБ
 * Все фасонные элементы RAL 9006

| | | |
|----------------|----------------|--------------|
| И.в.б. № подл. | Погрешь и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

Фасад Б-А



| | | | |
|-----|---------|----------------|--------------|
| И-№ | № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
|-----|---------|----------------|--------------|

На фасаде замаркирована:

- 1 – Мягкая кровля тип "Технониколь" RAL 9006
- 2 – Сэндвич панель заводского изготовления RAL 5005 и RAL 9006
- 3 – Фундамент под ГРПБ

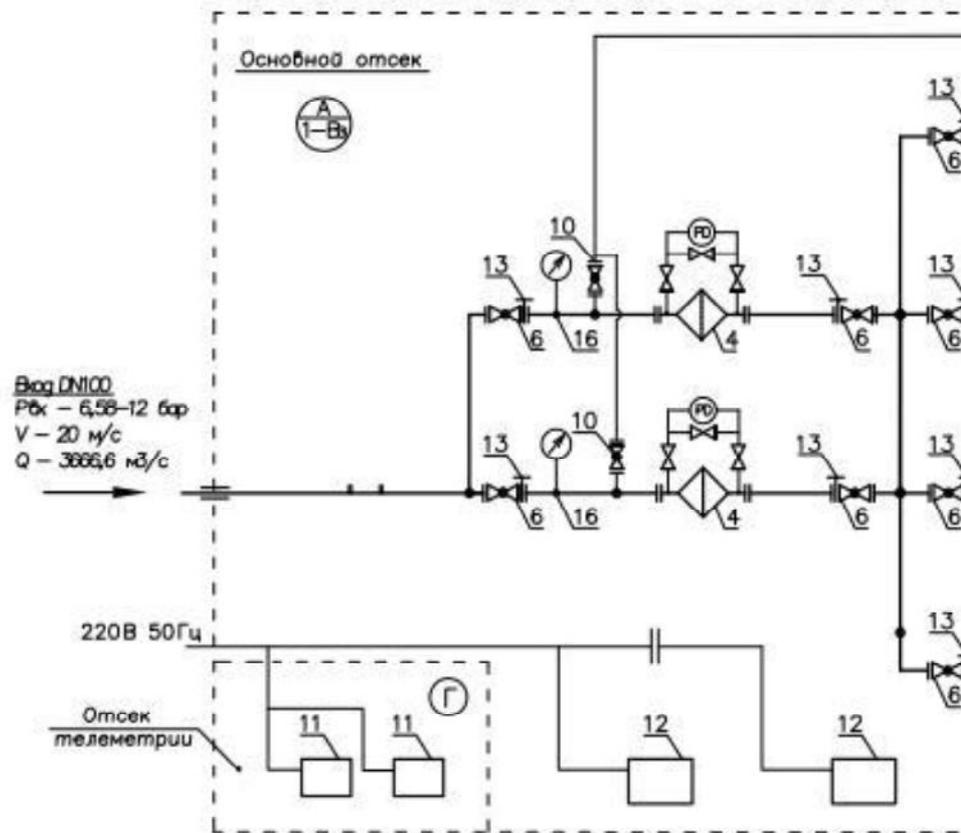
* Все фасонные элементы RAL 9006

Взам. инв. №

Подл. и дата

И-№, № подл.
110489

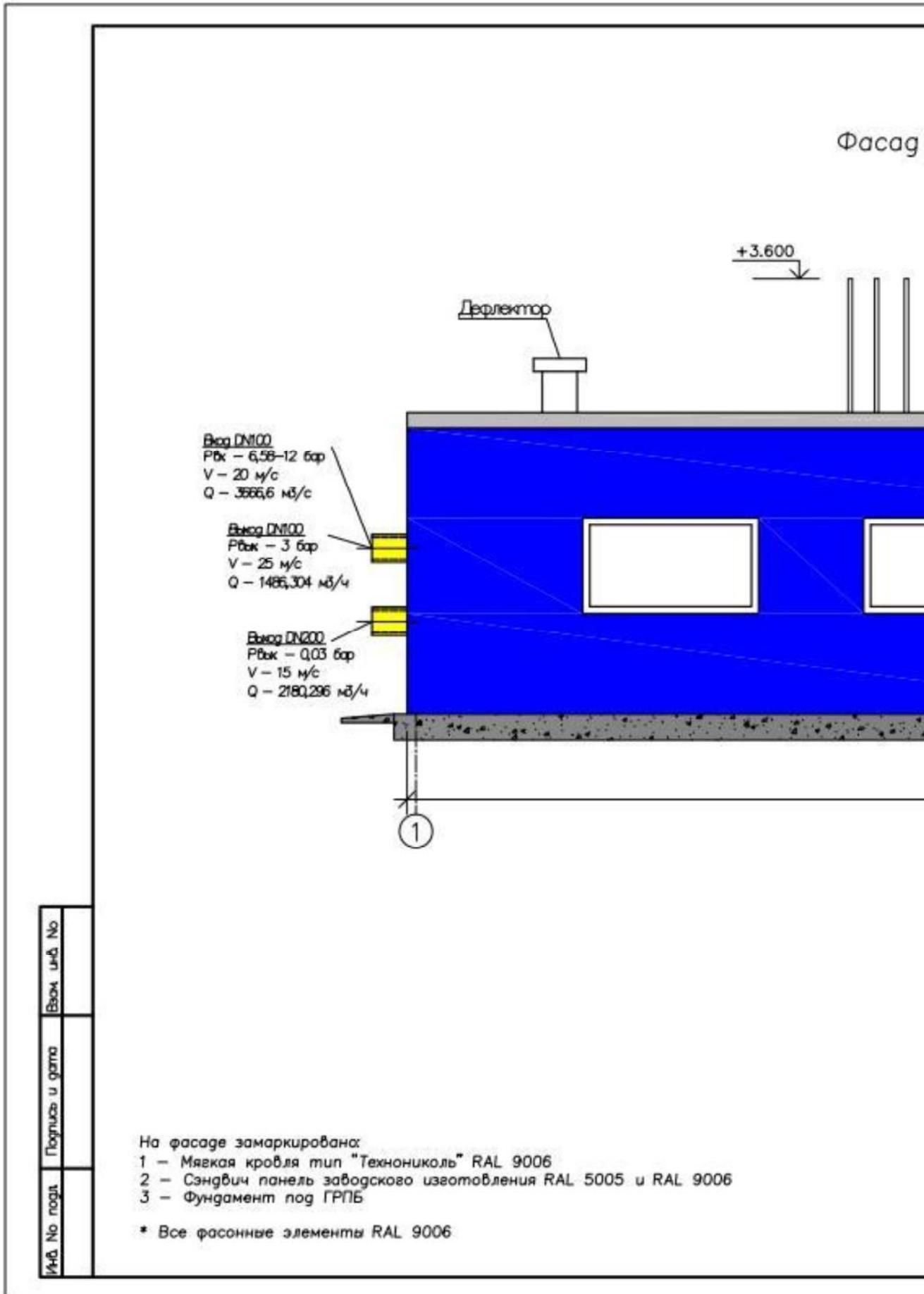
Принципиальная схема ГРПБ-НОР



| Позиция | Наименование и техническая характеристика | Тип, марка | Кол-во | Заб.-изготовитель |
|---------|---|--|--------|---------------------|
| 1 | Регулятор давления газа Dival600/50, в комплекте: – ГК LA-micro (с датчиком положения) | Dival600 DN50 FN16(36ар) /LA-Micro | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 1.1 | Регулятор давления газа Norval80, в комплекте: – ГК SN (с датчиком положения) | Norval DN80 FN16(0,036ар) /SN-Micro | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 2 | Регулятор давления газа Dival600/50, в комплекте: – ГК LA-micro (с датчиком положения) | Dival600 DN50 FN16(36ар) /LA-Micro | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 3 | Предохранитель – обратный клапан DN25 | VS/AM65 DN25 FN16 | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 4 | Фильтр азотный тонкой очистки DN100 | ФГ-НОРД-100 | 2 | "Северная Компания" |
| 5 | Кран шаровый полнопроходной фланцевый DN100 | 309100 | 2 | "Venve" |
| 5.1 | Кран шаровый полнопроходной фланцевый DN200 редукт | 309201 | 2 | "Venve" |
| 6 | Кран шаровый стандартнопроходной фланцевый DN100 | 114100 | 8 | "Venve" |
| 7 | Обратный трубопровод DN25 | | 2 | |
| 8 | Кран шаровый стандартнопроходной сварка/резьба DN20 | 111020 | 2 | "Venve" |
| 9 | Кран шаровый стандартнопроходной сварка DN25 | 110025 | 2 | "Venve" |
| 10 | Кран шаровый стандартнопроходной сварка DN20 | 110020 | 12 | "Venve" |
| 11 | Обогреватель электрический 1 кВт | | 2 | "Fluxp" |
| 12 | Обогреватель электрический 2 кВт | | 4 | "Fluxp" |

| | |
|--------------|--------------|
| Изм. № подл. | Взам. инв. № |
| | |

| | | |
|--------------|----------------|--------------|
| Изм. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

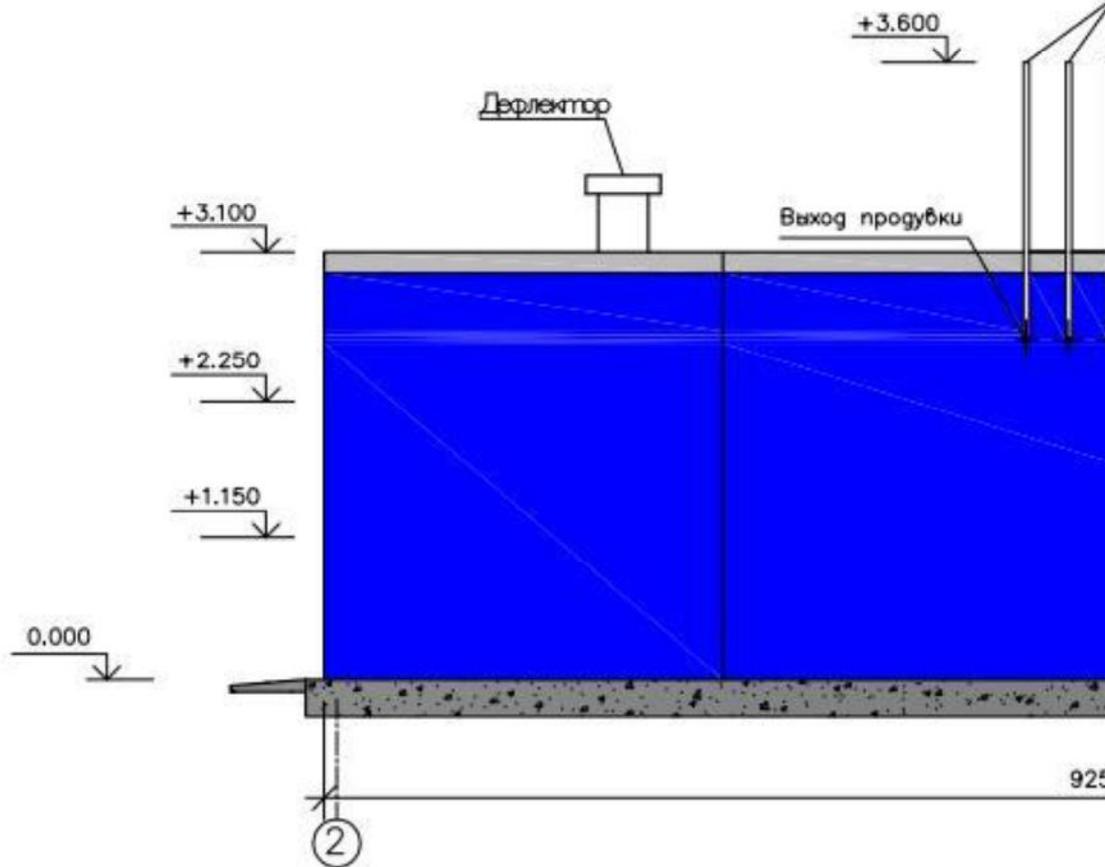


Взам. инв. №

Получ. и дата

Инв. № подл.
110489

Фасад 2-



| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

На фасаде замаркирована:

- 1 - Мягкая кровля тип "Технониколь" RAL 9006
- 2 - Сэндвич панель заводского изготовления RAL 5005 и RAL 9006
- 3 - Фундамент под ГРПБ

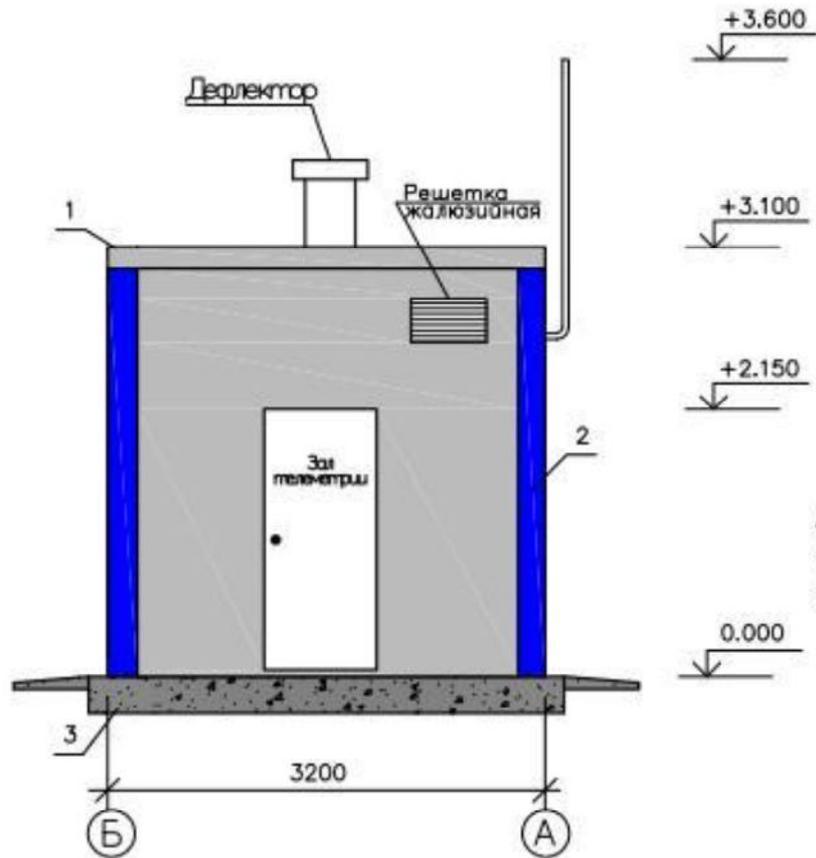
* Все фасонные элементы RAL 9006.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
110489

Фасад Б-А

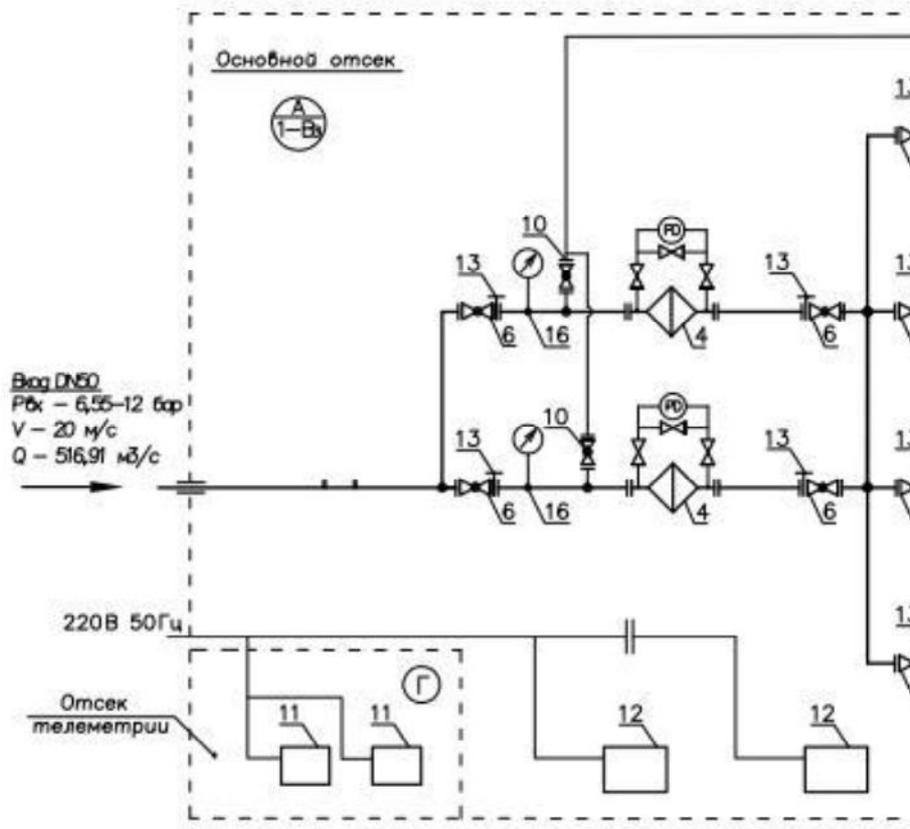


| | | |
|--------------|-----------------|--------------|
| Инв. № подл. | № подл. | Взам. инв. № |
| 110489 | | |
| Подл. и дата | Поправки и дата | |
| | | |

На фасаде замаркирована:
 1 - Мягкая кровля тип "Технониколь" RAL 9006
 2 - Сэндвич панель заводского изготовления RAL 5005 и RAL 9006
 3 - Фундамент по ГРПБ
 * Все фасонные элементы RAL 9006

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подл. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

Принципиальная схема ГРПБ-НОРД



| Позиция | Наименование и техническая характеристика | Тип, марка | Кол-во | Заб.-изготовитель |
|---------|---|--|--------|---------------------|
| 1 | Регулятор давления газа Revd25, в комплекте: – ГВК SB-micro (с датчиком положения) | Revd DN25 FN16(6бар) | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 2 | Регулятор давления газа HP100, в комплекте: – ГВК-micro (с датчиком положения) | HP100 FN16(3бар) | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 2.1 | Регулятор давления газа Dval500/40, в комплекте: – ГВК LA (с датчиком положения) | Dval500 DN40 FN16(0,03бар) LA-Micro | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 3 | Предохранительно – обратный клапан DN25 | VS/AM65 DN25 FN16 | 2 | "Pietro Fiorentini" |
| 4 | Фильтр азотный тонкой очистки DN50 | аГ-НОРД-50 | 2 | "Северная Компания" |
| 5 | Кран шаровый полнопроходной фланцевый DN50 | 309050 | 2 | "Venve" |
| 5.1 | Кран шаровый полнопроходной фланцевый DN50 | 309050 | 2 | "Venve" |
| 6 | Кран шаровый стандартнопроходной фланцевый DN50 | 114050 | 8 | "Venve" |
| 7 | Обратный трубопровод DN25 | | 2 | |
| 8 | Кран шаровый стандартнопроходной сварка/резьба DN20 | 111020 | 2 | "Venve" |
| 9 | Кран шаровый стандартнопроходной сварка DN25 | 110025 | 2 | "Venve" |
| 10 | Кран шаровый стандартнопроходной сварка DN20 | 110020 | 12 | "Venve" |
| 11 | Электрический обрезабель 1кВт | | 2 | "Fluor" |
| 12 | Электрический обрезабель 2кВт | | 4 | "Fluor" |

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

Изм. № подл. 110489

Подш. и дата

Взам. инв. №

Фасад 1

Выход DN50
 P_{вык} – 6,55–12 бар
 V – 20 м/с
 Q – 516,91 м³/ч

Выход DN50
 P_{вык} – 6 бар
 V – 25 м/с
 Q – 400,9 м³/ч

Выход DN50
 P_{вык} – 0,03 бар
 V – 25 м/с
 Q – 116,01 м³/ч

Дерфлектор

+3.600

925

1

| | | |
|---------------|----------------|---------------|
| Инд. No подл. | Порядок и дата | Взам. инв. No |
| | | |

На фасаде замаркирована:

- 1 – Мягкая кровля тип "Технониколь" RAL 9006
- 2 – Сэндвич панель заводского изготовления RAL 5005 и RAL 9006
- 3 – Фундамент под ГРПБ

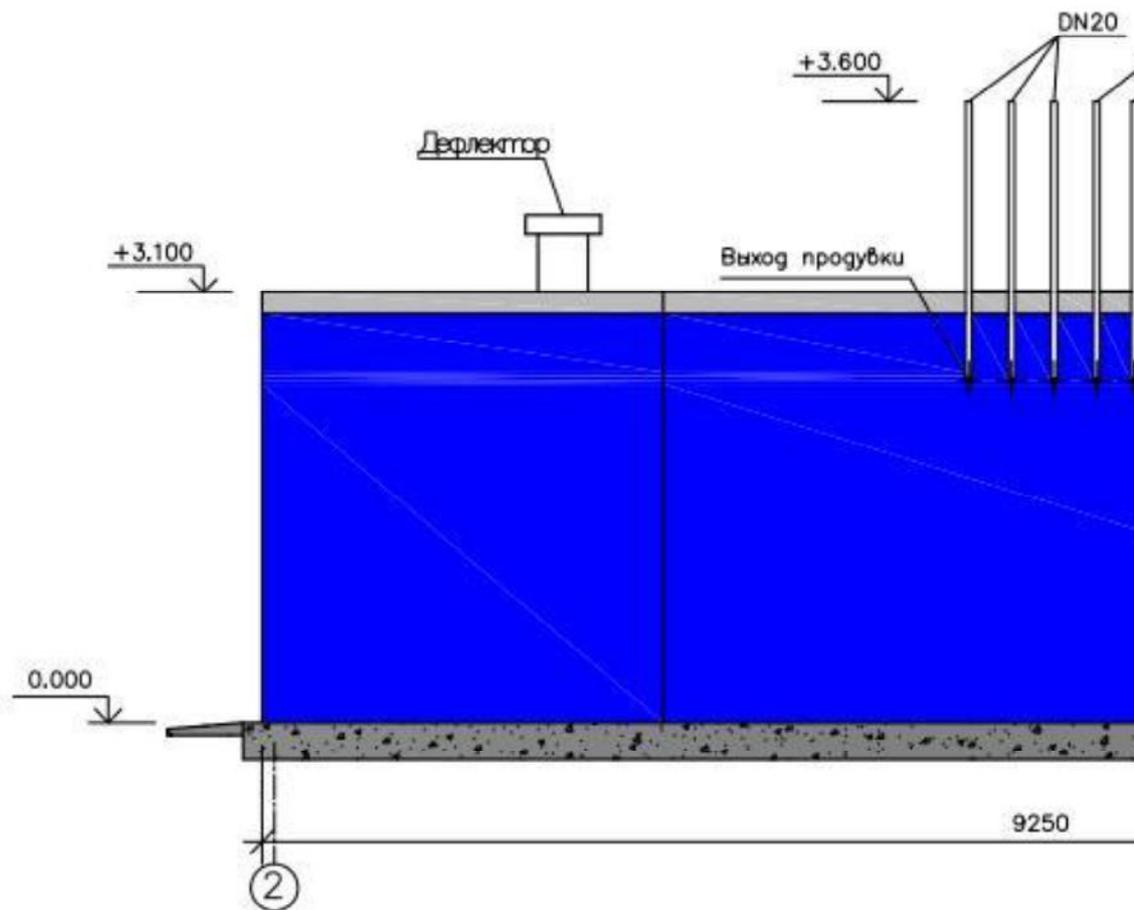
* Все фасонные элементы RAL 9006

Взам. инв. No

Подл. и дата

Инд. No подл.
110489

Фасад 2-1



| | | |
|---------------|----------------|---------------|
| Инд. No подл. | Подпись и дата | Взам. инв. No |
| | | |

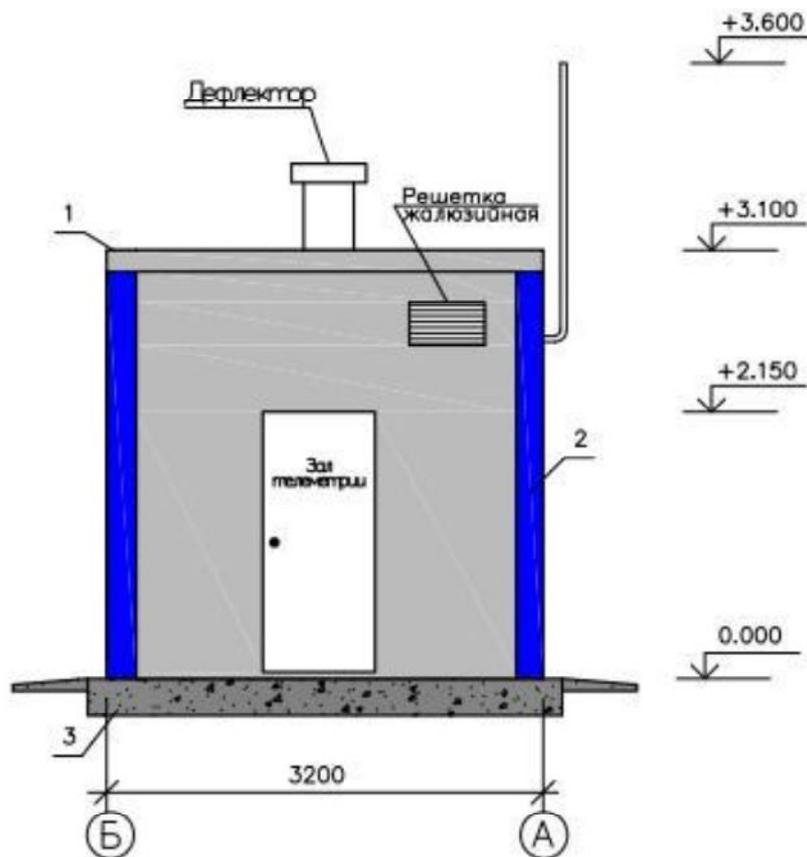
На фасаде замаркированы:

- 1 – Мягкая кровля тип "Технониколь" RAL 9006
- 2 – Сэндвич панель заводского изготовления RAL 5005 и RAL 9006
- 3 – Фундамент под ГРПБ

* Все фасонные элементы RAL 9006

| | | |
|---------------|--------------|---------------|
| Инд. No подл. | Подл. и дата | Взам. инв. No |
| 110489 | | |

Фасад Б-А



На фасаде замаркирована:

- 1 – Мягкая кровля тип "Технониколь" RAL 9006
- 2 – Сэндвич панель заводского изготовления RAL 5005 и RAL 9006
- 3 – Фундамент под ГРПБ

* Все фасонные элементы RAL 9006

| | | | |
|-----|---------|----------------|--------------|
| И-№ | № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № |
|-----|---------|----------------|--------------|

| | | | |
|--------|---------|--------------|--------------|
| И-№ | № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | | |

Схема гидравлического расчета ГРС Питкяранта Пит

Схема гидравлического расчета ГРС Ихала Лахденпо

РАЗРАБОТЧИК:

Заместитель генерального директора
ОАО "Газпром промгаз"

Е.В. Брысьева

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель Министра строительства
Республики Карелия

В.В. Сергеев

Генеральный директор
ЗАО "Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург"

В.В. Казащенок

Генеральный директор
ЗАО "Газпром газораспределение Петрозаводск"

Ю.П. Азаров

Условные обозначения:

газораспределительные станции:

- ▲ существующая
- ▲ перспективная

потребители газа:

- существующие
- перспективные
- планируемые ГРП

Давление P (МПа)
Потребление Q (куб м/ч)
Внешний диаметр d (мм)
Длина участка l (км)

межпоселковые и распределительные газопроводы:

- существующие Г2 (P=0,3 МПа)
- перспективные Г2 (P=0,3 МПа)
- существующие Г3 (P=0,6 МПа)
- перспективные Г3 (P=0,6 МПа)
- существующие Г4 (P=1,2 МПа)
- перспективные Г4 (P=1,2 МПа)
- строящиеся

Примечание: Объем строительства будет определен на основе обоснования инвестиций.
Список технических решений по объектам газификации будет утвержден по результатам проектно-конструкторских работ.



Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.
110489

Приложение Г

(обязательное)

Паспорт запорной арматуры, руководство по эксплуатации ООО «Акситех»



Петербургский Завод Арматуры

Паспорт**СЕРТИФИЦИРОВАН**

Сертификат соответствия TR TC 032/2013
№ТС RU C-RU.AB98.B.00668 от 24.07.2017 по 23.07.2022
Декларация о соответствии TP TC 010/2011
ЕАЭС №RU Д-РУ.AB.8.01318 с 25.07.2017 и 24.07.2022
Декларация о соответствии TP TC 010/2011
ТС № RU Д-РУ.AB72.B.03261 с 31.07.2015 по 30.07.2020
Декларация о соответствии TP TC 032/2013
ТС № RU Д-РУ.AB72.B.03262 с 31.07.2015 по 30.07.2020

 Петербургский
Завод Арматуры **EAC** DN50
Санкт-Петербург PN16
Т -40° до +60° №8067193
КШИ.Г.П.У1-50.С 5,5 кг
Сделано в России май 2019

Общие сведенияНаименование изделия: Кран шаровой изолирующийНазначение: для монтажа в качестве запорного устройства и для защиты от блуждающих токов на трубопроводах транспортирующих природный газ.Предприятие изготовитель: ООО «Петербургский Завод Арматуры»
195112, г. Санкт-Петербург, проспект Малоохтинский, д. 68, литера Е
тел./факс (812) 612-43-21**Условные обозначения:**

| XXX. | X. | X. | XXX. | -XXX. | XX. | X |
|---|------------------------|--------------------|---------------------------|------------------|---|--------------------------|
| КШ - Кран шаровой без изолирующего соединения | Г - для газоснабжения | П - полнопроходной | Климатическое исполнение: | Условный диаметр | Тип присоединения: | Управление: |
| КШИ - Кран шаровой с изолирующим соединением | Т - для теплоснабжения | Р - редуцированный | У1 - умеренный климат | DN, мм | Р - с резьбовым соединением | Ручное - нет обозначения |
| | | | ХЛ1 - холодный климат | | Ф - с фланцами | Э - электропривод |
| | | | | | С - с патрубками под приварку | |
| | | | | | ПС - для подземной бесколодезной установки со стальными патрубками | |
| | | | | | ПЭ - для подземной бесколодезной установки с полиэтиленовыми патрубками | |

PN - условное давление

Основные технические данные:

| № | Деталь | У1 | ХЛ1 |
|----|-------------------------------------|---------------------------------------|-------------------|
| 1 | Корпус, патрубок, горловина, фланцы | Сталь 20 по ГОСТ 1050 | Сталь 09Г2С |
| 2 | Материал шпинделя | Сталь 20x13 | |
| 3 | Материал шара | Сталь 12Х18Н10Т ГОСТ 5632 | |
| 4 | Уплотнение седла, шпинделя | Резина В-14 ГОСТ 18829-2017 | PTFE |
| 5 | Тем. окружающей среды | от -40°С до +40°С | от -60°С до +40°С |
| 6 | Класс герметичности | А (без видимых утечек) по ГОСТ 9544 | |
| 7 | Изолятор | Порошковая краска эпоксидная П-ЭП-585 | |
| 8 | Электрическое сопротивление | Не менее 5 МОм при напряжении 1кВ | |
| 9 | Средний полный ресурс (циклов) | 1000 | |
| 10 | Средний полный срок службы | 10 лет | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

216

Изм. Кол.уч Лист Подок. Подп. Дата

Формат А4

Результаты приемо-сдаточных испытаний

Испытания выполнены согласно ТУ 3742-С01-01197476-2015.

| Вид испытания | | Исп. среда/время испытания, мин. | Исп. давление, бар | Результат |
|--|---|----------------------------------|--------------------|-----------|
| На прочность и плотность материала деталей и сварных швов, работающих под давление среды | | вода/3 | PN*1.5 | Норма |
| На герметичность корпуса по отношению к внешней среде неподвижных и подвижных соединений | | вода/3 | PN*1.5 | Норма |
| На герметичность затвора | | вода/3 | PN*1.1 | Норма |
| | | воздух/3 | 6 | Норма |
| На работоспособность: | при отсутствии давления, 2 цикла | - | - | Норма |
| | «открыто-закрыто» при односторонней подаче, 2 цикла | вода | PN | Норма |
| Проверка электрического сопротивления изолятора при напряжении в 1 кВ не менее 5 МОм | | | | Норма |

Сведения об утилизации

Осуществлять отвод и сброс отработанного носителя необходимо только предприятиями, имеющими разрешение коммунальных служб. В случае, если остатки токсичных или агрессивных веществ останутся в шаровом кране, нужно действовать согласно соответствующим инструкциям.

Гарантийные обязательства

Предприятие-изготовитель гарантирует работоспособность крана в течение 12 месяцев со дня ввода в эксплуатацию, но не позднее 18 месяцев со дня отгрузки с завода.

Данная гарантия не распространяется на случаи:

- повреждения крана в результате стихийного бедствия;
- повреждения крана во время транспортировки;
- нарушения правил хранения, монтажа и эксплуатации, изложенных в инструкции по эксплуатации;
- отсутствия настоящего паспорта.

Комплект поставки

| Поз. | Наименование | Кол. |
|------|---------------------------------------|---------------|
| 1 | Шаровой кран | 1 шт. |
| 2 | Паспорт | 1 шт. |
| 3 | Сертификат о соответствии | по требованию |
| 4 | Декларация о соответствии | по требованию |
| 5 | Руководство по эксплуатации и монтажу | 1 шт. |

Свидетельство о приемке и консервации

Изготовлен в соответствии с нормативной документацией и признан годным для эксплуатации. Храните все шаровые краны в положении «открыто» и в чистом, сухом, теплом помещении (при темп. мин. +14°С)

Дата оформления паспорта: *11.01.19*
 Дата испытаний: *09.01.19*
 М.П.



ООО «ПЗА»
 ИНН 7806164487 / КПП 780601001
 195112 г. Санкт-Петербург, проспект Малоохтинский, д.68, литера Е
 Тел./факс (812) 612-43-21

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Общество с ограниченной ответственностью "АКСИТЕХ"

Утвержден

АЕТС.421417.001 РЭ

ОКП 42 5230

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ
ШАРОВЫМИ КРАНАМИ НА БАЗЕ АВТОНОМНОГО КОМПЛЕКСА «АКТЕЛ»

Руководство по эксплуатации

АЕТС.421417.001 РЭ

(на 47 листах)

2010

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|-------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | 110489 | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 218 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | |

– диапазон рабочих температур – от минус 40 до +70 °С;

По истечении срока службы батареи подлежат утилизации с последующей заменой.

Питание системы «АСДУК-ЭП» осуществляется от однофазной сети с напряжением не более 242 В и частотой тока 50 Гц.

2.5 Время работы систем «АСДУК-П» и «АСДУК-Э» от элементов питания зависит от уровня сигнала, количества опросов комплексами внешних устройств (датчиков), числа и длительности сеансов связи систем с диспетчерскими пультами (ЭВМ верхнего уровня) и составляет:

- Батарея 1 (модуль автономного питания КАМ200-00 исп. 2) – не более 1 года;
- Батарея 2 (ЭП-8ER34615M-A1-B24-S) - 30 циклов закрытия/открытия запорной арматуры.

Или, при установке полностью заряженных аккумуляторных батарей – до следующей зарядки:

- Батарея 1 (модуль автономного питания КАМ200-00 исп. 3) – не более 0,5 года;
- Батарея 2 (АКБ.ЛИ-8-24М) – 15 циклов закрытия/открытия запорной арматуры.

А при установке следующих заряженных батарей:

- Батарея 1,2 (модуль автономного питания КАМ200-00 исп. 5) – не более 1 года;
- Батарея 3 (АКБ.ЛИ-8-24М) – 15 циклов закрытия/открытия запорной арматуры.

Время работы систем «АСДУК-ЭП» от БА при отключении первичного электропитания 220 В – не менее 24 часов.

2.6 Максимальная мощность, потребляемая системами «АСДУК», не превышает 90 Вт.

2.7 По степени защиты от поражения электрическим током системы «АСДУК-ЭП» относятся к классу защиты I в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0.

2.8 Электрическая изоляция между цепями управления и силовыми цепями составных частей систем, а также сетью ~220 В, 50 Гц выдерживает без пробоя и поверхностного перекрытия испытательное напряжение ~1500 В, 50 Гц в нормальных условиях применения.

2.9 Сопротивление изоляции силовых цепей систем, а также сети ~220 В, 50 Гц относительно металлических частей корпуса не менее 20 МОм в нормальных условиях применения.

2.10 Системы предназначены для непрерывной работы.

2.11 Надежность

2.11.1 Средняя наработка на отказ систем с учетом технического обслуживания, регламентируемого данным руководством по эксплуатации, не менее 40000 ч.

Средняя наработка на отказ систем устанавливается для условий и режимов, оговоренных в пункте 1.4.

Срок службы систем «АСДУК» составляет 10 лет.

Срок сохраняемости систем (без батарей) в упаковке предприятия-изготовителя в отапливаемых помещениях не более 2 лет в пределах срока службы.

Условия хранения батарей указаны в документации на них.

Среднее время восстановления систем, с учетом их демонтажа на объекте составляет не более 8 ч.

2.12 Конструктивные параметры

2.12.1 Габаритные размеры систем «АСДУК» приведены в Приложении Б. Масса систем «АСДУК-П» не более 250 кг. Масса систем «АСДУК-Э» не более 85 кг. Масса систем «АСДУК-ЭП» не более 60 кг.

Автоматизированные системы управления шаровыми кранами на базе автономного комплекса «АКТЕЛ». Руководство по эксплуатации

10

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

219

**Приложение Д
(обязательное)
Сертификаты**



| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.НА34.Н07774

Срок действия с 24.07.2018 по 23.07.2021

№ **0244071**

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ RA.RU.11НА34

Орган по сертификации продукции ООО "Вега" Адрес: 248033, РОССИЯ, Калужская область, город Калуга, Первый академический проезд, дом 5, корпус 1Д. Телефон 8-909-356-1455, адрес электронной почты: vega.infor@yandex.ru

ПРОДУКЦИЯ Кольца опорно-направляющие. Серийный выпуск.

код ОК
22.29.29

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

ТУ 22.29.29-001-09714994-2018

код ТН ВЭД
392690

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «ТрейдИнжКом». ОГРН: 1127847453580, ИНН: 7801582561. Адрес: 192020, РОССИЯ, г. Санкт-Петербург, Обводного Канала наб, дом № 134-136-138, корпус 71 литер А, оф. 12-Н, телефон/факс: 8 (812) 495 90 35.

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН Общество с ограниченной ответственностью «ТрейдИнжКом». ОГРН: 1127847453580, ИНН: 7801582561. Адрес: 192020, РОССИЯ, г. Санкт-Петербург, Обводного Канала наб, дом № 134-136-138, корпус 71 литер А, оф. 12-Н, телефон/факс: 8 (812) 495 90 35

НА ОСНОВАНИИ Протокол испытаний № 001/V-24/07/18 от 24.07.2018 года, выданный Испытательной лабораторией «Тест-Эксперт» (Аттестат аккредитации № РОСС RU.31578.04ОЛНО.ИЛ03 от 09.01.2017 года по 09.01.2020).

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ



Схема сертификации: 3

Руководитель органа

А.Н. Золотов
подпись

А.Н. Золотов
инициалы, фамилия

Эксперт

А.А. Белянин
подпись

А.А. Белянин
инициалы, фамилия

Сертификат не применяется при обязательной сертификации

АО «ОПЦИОН», Москва, 2017, «В» - лицензия № 05-05-09/003 ФНС РФ, тел. (495) 726 47 42, www.opcion.ru

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



Добровольная
РС
сертификация

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС DE.ЦС01.Н01644

Срок действия с 13.10.2017

по 12.10.2020

№ **0185164**

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ per. № RA.RU.11ЦС01
 продукции "ПРОФИСЕРТ" Общества с ограниченной ответственностью "ЦЕНТР СЕРТИФИКАЦИИ "СОБУС". Место нахождения: 111024, РОССИЯ, город Москва, ул. Кабельная 3-я, 1, 1. фактический адрес: 111024, РОССИЯ, город Москва, ул. Кабельная 3-я, 1, 1, телефон: +79161268412, электронная почта: profitsertsobus@gmail.com. Аттестат аккредитации № RA.RU.11ЦС01, выдан 17.07.2015 года Росаккредитация

ПРОДУКЦИЯ
 Детали соединительные из полиэтилена ПЭ 100 номинальным диаметром 16 – 1200 мм SDR 7,4 – SDR 33 по Приложению (бланки №№ 0035476, 0035477). Серийный выпуск

КОД ОК
22.21.29.130

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
 ГОСТ 32415-2013, ГОСТ Р 52779-2007 и технической документации производителя

КОД ТН ВЭД
3917400009

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
 FRIATEC Aktiengesellschaft. Место нахождения: Steinzeugstrasse 50, 68229 Mannheim, адрес места осуществления деятельности: Steinzeugstrasse 50, 68229 Mannheim, Германия

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН
 FRIATEC Aktiengesellschaft. Место нахождения: Steinzeugstrasse 50, 68229 Mannheim, адрес места осуществления деятельности: Steinzeugstrasse 50, 68229 Mannheim, Германия

НА ОСНОВАНИИ
 Протокол испытаний № QILOA от 13.10.2017 года - года - Испытательная лаборатория Общества с ограниченной ответственностью «ИЛ ИМ. ЗЕЛИНСКОГО», аттестат аккредитации SG.RU.21AГ15;

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ
 Сертификат без приложения не действителен.
 Схема сертификации: 3



Руководитель органа _____
 Эксперт _____

_____ подпись _____
 Еронина Анна Александровна
инициалы, фамилия

_____ подпись _____
 Маликов Георгий Эдуардович
инициалы, фамилия

Сертификат не применяется при обязательной сертификации

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл. |
| 110489 | | |

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--|--|--|--|
| | | | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | Нодок. | Подп. | Дата | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

№ 0035476

ПРИЛОЖЕНИЕ

К сертификату соответствия № РОСС DE.ЦС01.Н01644

Перечень конкретной продукции, на которую распространяется действие сертификата соответствия

| код ОК код ТН ВЭД | Наименование и обозначение продукции, ее изготовитель | Обозначение документации, по которой выпускается продукция |
|----------------------------|--|--|
| 22.21.29.130 3917400009 | <p>Детали соединительные из полиэтилена ПЭ 100: фитинги, номинальным диаметром 16 – 1200 мм SDR 7,4 – SDR 33;</p> <p>Детали раструбные электросварные: муфты, типы: UB, UB PN25, MB, AM, KM-XL, FRIALONG, REM, MR; заглушки, типы: MV, SPAK, K; отводы, типы: WS 11, W 30, W45, W 45 XL, W 90, W 90 XL, WET, WF 90, WFGB; тройники, типы: T, T-XL, TA (KIT), TA red, T red, T red-XL, TGB, Y, YS;</p> <p>Детали седловые электросварные, типы: DAA, DAA (KIT), DAA-TL, DAA-TL/RE, DAP, SA, SA-TL, SA-XL, SAB, SAFL, VAM-RG, VAM-RG-TL, SPA, SPA-TL, RS, VVS, RS-XL, VSC-TL, SA-UNI, VAM P;</p> <p>Детали для соединения полиэтиленовых и металлических труб, типы: USTR, USTRS, MUN, MUM, MUMET, USTN, USTM, UAN, UAM, WUN 45, WUN 90, WUSTN 90, WUSTM 90, UFLG, MUN V2A, WUN V2A 90.</p> <p>Детали для фланцевых соединений, типы: EFL, FLT, FLR;</p> <p>Детали вспомогательные, типы: Втулка ремонтная RW;</p> <p>Детали электросварные для систем канализации: отвод седловой, типы: ASA-TL, ASA TL KG, ASA VL, ASA MULTI; отводы, типы: ABM, ABMS, ABS 15, ABS 30, ABS 45, ABS 60, ABS 90, ABM 15, ABM</p> | |



Руководитель органа _____ *Еронина* _____ Еронина Анна Александровна
подпись инициалы, фамилия

Эксперт _____ *Маликов* _____ Маликов Георгий Эдуардович
подпись инициалы, фамилия

АО «СТАНДАРТ» Москва, 2017 г. Лицензия № 05.95.05.900 0442 РБ, тел. (495) 746-4142, www.gost.ru

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

**СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

№ 0035477

ПРИЛОЖЕНИЕ

К сертификату соответствия № РОСС DE.ЦС01.Н01644

Перечень конкретной продукции, на которую распространяется действие сертификата соответствия

| код ОК | Наименование и обозначение продукции, ее изготовитель | Обозначение документации, по которой выпускается продукция |
|------------|---|--|
| код ТН ВЭД | | |

30, АВМ 45, АВМС 15, АВМС 30, АВМС 45; детали для соединения полиэтиленовых труб и труб из различных материалов, типы: АМКГ, UKG, USTZ; тройники, типы: АТS 45, АТSR 45, АТSR 60; заглушки, типы: АЕС; переходные элементы, типы: RES; вставки, типы: АЕМ, АSF, АSFL;

Изготовитель: FRIATEC Aktiengesellschaft.
Место нахождения: Steinzeugstrasse 50, 68229 Mannheim, адрес : Steinzeugstrasse 50, 68229 Mannheim, Германия



Руководитель органа

Handwritten signature
подпись

Еронина Анна Александровна
инициалы, фамилия

Эксперт

Handwritten signature
подпись

Маликов Георгий Эдуардович
инициалы, фамилия

АО «СЦЗРМ» Москва 2017. ФА - федеральное учреждение государственного технического регулирования и метрологии. ИНН: 7707083893 ОГРН: 7707083893. Сайт: www.gost.ru

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

224



**СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ
ИНТЕРГАЗСЕРТ
РОСС RU.31570.04ОГНО**

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Общество с ограниченной ответственностью «Новые технологии качества». Регистрационный номер № ОГН4.RU.1104 от 17.05.2018 года. Юридический адрес: 127018, Российская Федерация, город Москва, улица Полковая, дом 3, строение 6, этаж 6, помещение 1, офис 5, телефон: +7(499) 673-09-44, факс: +7(499) 673-09-44, e-mail: info@os-ntk.ru

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ОГН4.RU.1104.B00411 П 00392
Срок действия с 01.10.2019 по 30.09.2020

ПРОДУКЦИЯ:

Автоматизированные системы дистанционного управления шаровыми кранами на базе автономного комплекса телеметрии «АКТЕЛ», исполнений «АСДУК-П», «АСДУК-Э», «АСДУК-ЭП». Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 4252-002-87568835-2010 «Автоматизированные системы дистанционного управления шаровыми кранами на базе автономного комплекса телеметрии «АКТЕЛ» (с изменениями 1-11). Серийный выпуск.

КОД ОК 034-2014: 26.51.44.000 **КОД ТН ВЭД РФ:** -
СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

СТО Газпром газораспределение 2.12-2016 «Автоматизированные системы управления технологическим процессом распределения газа. Функциональные и технические требования»

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «АКСИТЕХ». ИНН 7715708080. Юридический адрес: 117246, Российская Федерация, город Москва, Научный проезд, дом 19, этаж 5, комн. 4-7. Адрес производства: 117246, Российская Федерация, город Москва, Научный проезд, дом 20, строение 2, телефон: +7 (499) 700-02-22, факс: +7 (499) 700-02-22, e-mail: info@axitech.ru.

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН Обществу с ограниченной ответственностью «АКСИТЕХ». Юридический адрес: 117246, Российская Федерация, город Москва, Научный проезд, дом 19, этаж 5, комн. 4-7, телефон: +7 (499) 700-02-22, факс: +7 (499) 700-02-22, e-mail: info@axitech.ru.

НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний №501/006 от 05.04.2018 года. Решения о выдаче сертификата соответствия № 245/1 от 30.09.2019 года.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Схема сертификации 1d.



Руководитель органа по сертификации

[Signature]
подпись

В.С. Харламов
инициалы, фамилия

Эксперт

[Signature]
подпись

Р.Н. Салахияев
инициалы, фамилия

АО «Опцион», Москва, 2017, «Б», лицензия № 05-05-09/003-ФНС РФ, ТЗ №278. Тел.: (495) 726-47-42, www.opcion.ru

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ
 на продукцию, включенную в единый перечень продукции,
 подлежащей обязательной сертификации

№ РОСС RU C-RU.AE83.B.00010/19

Срок действия с 21.10.2019 по 20.10.2022

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ
 РЕГИСТРАЦИОННЫЙ НОМЕР RA.RU.11AE83 № **0023420**
 АВТОНОМНОЙ НЕКОММЕРЧЕСКОЙ ОРГАНИЗАЦИИ "ЮРИДИЧЕСКО-ПРАВОВАЯ КОМПАНИЯ
 "ПРОГРЕСС". Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности:
 115432, Российская Федерация, Город Москва, улица Трофимова, дом 21, корпус 1. Телефон +74957428697,
 адрес электронной почты urk-progress@gambler.ru.

ЗАЯВИТЕЛЬ Акционерное общество "Нордпайп". ОГРН 1089848000373.
 Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: Российская
 Федерация, 197373, город Санкт-Петербург, Шуваловский пр., д. 32, корпус 3, литер А. Телефон
 (812)363-48-45, адрес электронной почты info@nordpipe.ru.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Акционерное общество "Нордпайп". Место нахождения (адрес юридического лица) и
 адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: Российская Федерация, 197373, город
 Санкт-Петербург, Шуваловский пр., д. 32, корпус 3, литер А.

ПРОДУКЦИЯ Трубы из полиэтилена ПЭ 100, ПЭ 100-RC для транспортирования
 газообразного топлива (SDR 9; SDR 11; SDR 13,6; SDR 17; SDR 17,6; SDR 21; SDR 26);
 трубы из полиэтилена номинальными наружными диаметрами от 20 мм по 630 мм, в том
 числе с маркировочными полосами; трубы из полиэтилена номинальными наружными
 диаметрами от 110 мм по 630 мм с удаляемым слоем (трубы с покрытием); трубы из
 полиэтилена с соэкструзионными слоями и одинаковым MRS номинальными наружными
 диаметрами от 110 мм по 630 мм, в том числе с удаляемым слоем. ГОСТ Р 58121.2-2018
 (ИСО 4437-2:2014) "Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного
 топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 2. Трубы", ТО № 01-24-05-2019. Серийный выпуск.

код ОК 005 (ОКП):
 034-2014 (КПЕС 2008)
 22.21.21.121

код ТН ВЭД России:
 3917 21 100 0

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
 ГОСТ Р 58121.2-2018 (ИСО 4437-2:2014) "Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива.
 Полиэтилен (ПЭ). Часть 2. Трубы" пп. 4.1, 4.2, 5.1, 5.2, 7.2, 8.2 табл. 6 (поз.1, 3), 10.2 табл.7, ГОСТ Р 58121.1-2018 (ИСО
 4437-1:2014) "Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 1.
 Общие положения" пп. 6.2.3.2 табл. 2 (стойкость к газовому конденсату), 6.3 табл. 3.

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ протоколов испытаний №№ 64/СИ от 04.09.2019, 84/СИ, 85/СИ, 86/СИ,
 87/СИ, 88/СИ, 89/СИ от 14.10.2019 Испытательной лаборатории изделий из пластмасс ОАО "Запсибгазпром" (филиал ОАО
 "Запсибгазпром" - Отраслевой институт "Омскгазтехнология"), аттестат аккредитации регистрационный номер RA.RU.21ХИ11;
 акта о результатах анализа состояния производства б/н от 14.10.2019г., сертификата СМК № РОСС RU.13СК03.00819 от 24.05.2019г.,
 выданного ОС СМ ООО "Тест-С.-Петербург".

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Гарантийный срок - два года с даты продажи.
 Место нанесения знака соответствия: на изделии и (или) на сопроводительной технической документации.
 Схема сертификации: За.

Руководитель (заместитель руководителя) *М.В. Борзунова* М.В. Борзунова
 органа по сертификации инициалы, фамилия

Эксперт (эксперты) *О.И. Сиверцева* О.И. Сиверцева
инициалы, фамилия

3АО «Опцион», Москва, 2014, «В», лицензия № 05-05-09/008 ФНС РФ, ТЗ №789. Тел.: (495) 726-47-42. www.opcion.ru

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | |
|------|--------|------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | Подп. | Дата |
| | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.АД07.Н00578

Срок действия с 02.08.2019 по 01.08.2022

№ 0491073

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации Общество с ограниченной ответственностью «Центр Сертификации «ВЕЛЕС». Место нахождения: 195009, Российская Федерация, город Санкт-Петербург, улица Академика Лебедева, дом 12, корпус 2, литера А, этаж 2, комната 26. Место осуществления деятельности: 190068, Российская Федерация, город Санкт-Петербург, улица Большая Польяцкая, дом 37, литера А, помещение 5Н. Телефон: +7 (495)-221-18-10, адрес электронной почты: info@velessert.ru. Аттестат аккредитации № RA.RU.10АД07. Дата регистрации аттестата аккредитации: 24.03.2016 года

ПРОДУКЦИЯ Неразъемные соединения полиэтиленовых труб со стальными для газопроводов (НС) диаметром от 25/20 до 1200/1220 давлением до 1,2 МПа
 ТУ 4859-001-12981894-2012
 Серийный выпуск

код ОК
 034-2014 (КПЕС 2008)
 22.21.29.130

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
 ТУ 4859-001-12981894-2012

код ТН ВЭД

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Производственная компания «АИР-ГАЗ»
 Адрес: 420087, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Родины, д. 8а
 ИНН: 1660172181

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН Общество с ограниченной ответственностью «Производственная компания «АИР-ГАЗ»
 Адрес: 420087, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Родины, д. 8а
 Телефон: 78432553000, E-mail: air-gaz@yandex.ru
 ИНН: 1660172181

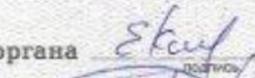
НА ОСНОВАНИИ протокола испытаний № 001-08/12-В от 01.08.2019 года, выданного испытательной лабораторией «ВЕЛЕС» Общества с ограниченной ответственностью «Центр Сертификации «ВЕЛЕС», аттестат аккредитации регистрационный № РОСС RU.31485.04ИДЮ0.006.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Схема сертификации: 3.

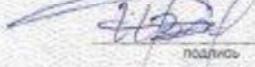


Руководитель органа

Эксперт



подпись



подпись

К.А. Экхарт

инициалы, фамилия

И.В. Михайлов

инициалы, фамилия

Сертификат не применяется при обязательной сертификации

АО «ФГБУ» - Москва, 2013. © - лицензия № 20-05-00/03-91С-РР. тел. (495) 738-4782, www.gost.ru

| | | |
|--------------|--------|--|
| Взам. инв. № | | |
| Подп. и дата | | |
| Инв. № подл. | 110489 | |

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--|--|--|--|
| | | | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ TCRU C-RU.AB98.B.00668

Серия RU № 0141727

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ
 Орган по сертификации Общество с ограниченной ответственностью "Центр Сертификации "ЕвроЗащита".
 Место нахождения и адрес места осуществления деятельности: 445031, Российская Федерация, Самарская область,
 город Тольятти, Южное шоссе, дом 53, офис 10. Номер телефона: +78482797914, адрес электронной почты:
 ezsert@yandex.ru. Аттестат аккредитации № RA.RU.11AB98 выдан 24.09.2015.

ЗАЯВИТЕЛЬ
 Общество с ограниченной ответственностью «Петербургский Завод Арматуры»
 Основной государственный регистрационный номер: 1157847132101. Место нахождения и адрес места осуществления
 деятельности: 195112, Россия, город Санкт-Петербург, проспект Малоохтинский, дом 68 Литер Е.
 Номер телефона: +78126124321, адрес электронной почты: info@pza-spb.ru.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
 Общество с ограниченной ответственностью «Петербургский Завод Арматуры».
 Место нахождения и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 195112, Россия, город Санкт-
 Петербург, улица проспект Малоохтинский, дом 68 Литер Е

ПРОДУКЦИЯ
 Арматура промышленная трубопроводная стальная, выдерживающая избыточное давление, 3-й категории, согласно приложению (бланк
 № 0097866)
 Серийный выпуск
 Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3742-001-01197476-2015 "Краны шаровые DN 15-DN 400 с комплектующими и запасными
 частями, соединения изолирующие СИ"

КОД ТН ВЭД ТС 8481 80 8199

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ
 Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под
 избыточным давлением"

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ
 Протоколы испытаний № 101/VI/2017, №102/VI/2017 от 29.06.2017, выданные Испытательной лабораторией Общества с
 ограниченной ответственностью "Русский испытательный центр", аттестат аккредитации № RA.RU.21PY02; акт анализа
 состояния производства от 14.07.2017 №157АП; документы, предоставленные Заявителем в качестве доказательств
 соответствия требованиям ТР ТС 032/2013 (смотри приложение (бланк № 0097866)
 Схема сертификации: 1с

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ
 Соответствие продукции ТР ТС 032/2013 обеспечивается соблюдением требований нормативных документов согласно
 приложению (бланк № 0097867).
 Срок службы: краны шаровые - не менее 10 лет; соединения изолирующие - не менее 20 лет. Условия транспортирования
 и хранения: 7 (Ж1) по ГОСТ 15150-69.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 24.07.2017 **ПО** 23.07.2022 **ВКЛЮЧИТЕЛЬНО**

Для Сертификатов М.П.
 Руководитель (уполномоченное
 лицо) органа по сертификации _____
 (подпись) Афаневич Сергей Николаевич
 (инициалы, фамилия)
 Эксперт (эксперт-аудитор)
 (эксперты (эксперты-аудиторы)) _____
 (подпись) Малькова Люся Павловна
 (инициалы, фамилия)

Бланк изготовлен ЗАО "СПЕЦИОН" www.specion.ru (лицензия № 05-05-00003 ФНС РФ), тел. (495) 726 4742, Москва, 2013

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ТС RU C-RU.AB98.B.00668

Серия RU № **0097868**

Перечень продукции, на которую распространяется действие сертификата соответствия

| код ТН ВЭД ТС | Наименование, типы, марки, модели однородной продукции, составные части изделия или комплекса | Наименование и реквизиты документа (документов), в соответствии с которыми изготовлена продукция |
|---------------|---|--|
| 8481 80 8199 | Арматура промышленная трубопроводная стальная, выдерживающая избыточное давление, 3-й категории: краны шаровые с маркировкой «ПЗА»: типов КШ, КШИ; соединения изолирующие типа СИ, предназначенные для газов и используемые для рабочих сред группы 1: номинальным диаметром свыше 350 до 400 мм, на максимально допустимое рабочее давление свыше 0,05 до 1,0 МПа включительно; номинальным диаметром свыше 100 до 350 мм, на максимально допустимое рабочее давление свыше 1,0 до 2,5 МПа включительно, при условии, что произведение значения максимально допустимого рабочего давления на значение номинального диаметра (МПа·мм) свыше 350 | ТУ 3742-001-01197476-2015 "Краны шаровые DN 15-DN 400 с комплектующими и запасными частями, соединения изолирующие СИ" |

Лист 1

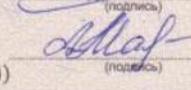


Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))



(подпись)



(подпись)

Афанасьев Сергей Николаевич

(инициалы, фамилия)

Малькова Люся Павловна

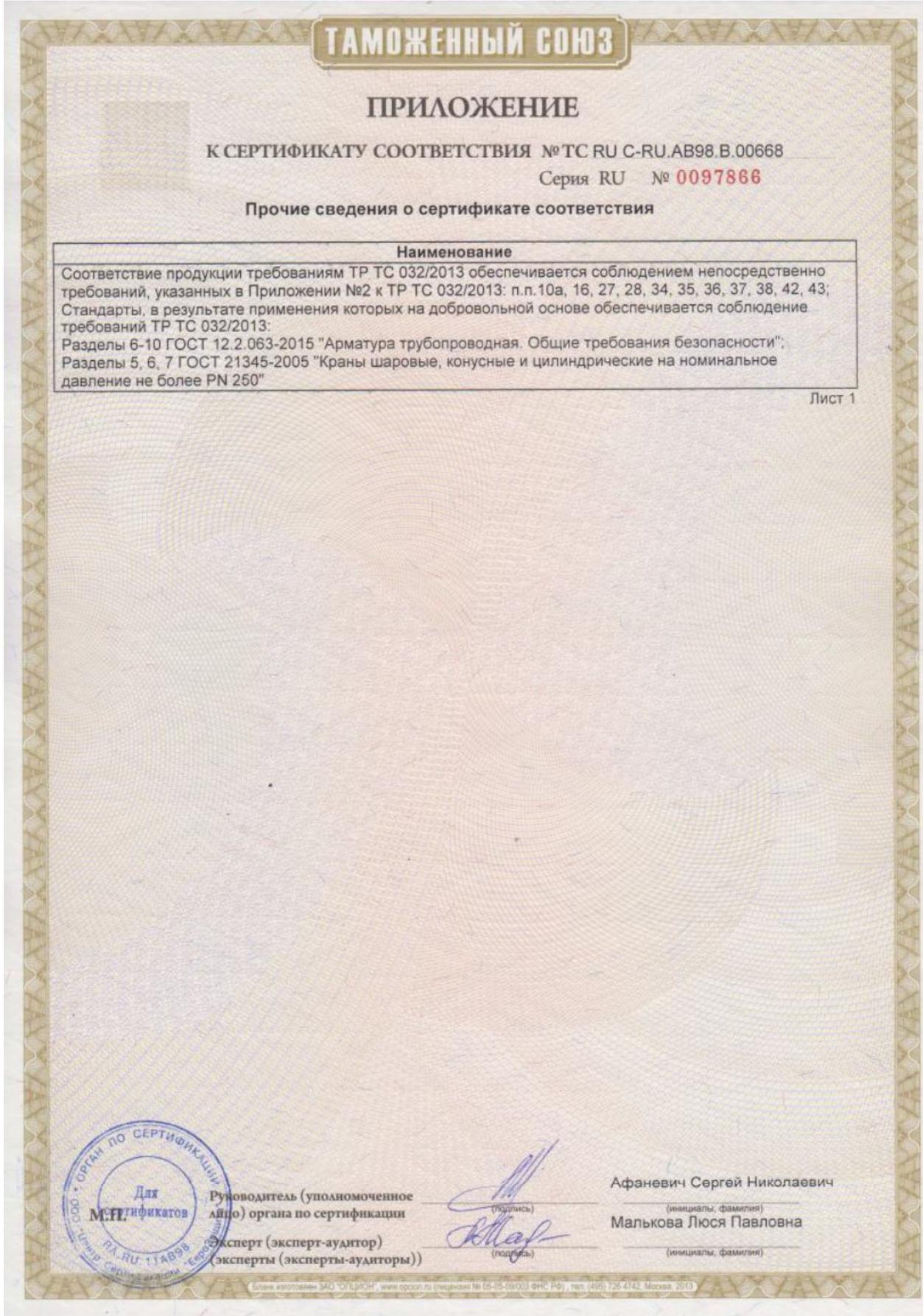
(инициалы, фамилия)

Бланк изготовлен ЗАО "ОПТИМОН", www.optimon.ru (лицензия № 05-05-090003 ФНС РФ) тел: (495) 726 4742, Москва, 2013

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл. |
| | | 110489 |

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--|--|--|--|
| | | | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ



| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл. |
| | | 110489 |

| | | | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--|--|--|--|
| | | | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ТС RU C-RU.AB98.B.00668 _____
Серия RU № **0097867**

Прочие сведения о сертификате соответствия

| Наименование |
|--|
| <p>Документы, представленные Заявителем в качестве доказательств соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением":</p> <ul style="list-style-type: none"> - обоснование безопасности КШ 010.01.2015ОБ; - паспорта с данными о проведенных испытаниях; - руководство по эксплуатации; - комплект конструкторской документации; - расчет на прочность; - сведения из технологического процесса о режимах и параметрах сварки; - сертификаты качества на материал; - квалификационные удостоверения сварщика и специалиста по неразрушающему контролю. |

Лист 2

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации _____
(подпись)

Эксперт (эксперт-аудитор) _____
(эксперты (эксперты-аудиторы)) _____
(подпись)

Афаневич Сергей Николаевич
(инициалы, фамилия)

Малькова Люся Павловна
(инициалы, фамилия)

Бланк разработан ЗАО "ОГЦИСН", www.ogcisn.ru (лицензия № 05-05-05003 ФНС РФ), тел. (495) 726 4742, Москва, 2013

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл. |
| | | 110489 |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--|--|
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ



**СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ
ИНТЕРГАЗСЕРТ
РОСС RU.31570.04ОГНО**

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ ПРОДУКЦИИ Акционерное общество «Научно-производственная фирма «Центральное конструкторское бюро арматуростроения» (АО "НПФ "ЦКБА")
РЕГИСТРАЦИОННЫЙ НОМЕР ОГН4.RU.1102 Юридический адрес: 195027, Российская Федерация, город Санкт-Петербург, проспект Шаумяна, дом 4, корпус 1, литера А, телефон: 8 (812) 611-10-00, факс: 8 (812) 458-7-222, e-mail: info@ckba.ru

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ **ОГН4.RU.1102.В00562** П 01248
Срок действия с **10.03.2020** по **09.03.2023**

ПРОДУКЦИЯ:

Краны шаровые DN 200-300 PN от 8,0 до 16,0 МПа, DN 350-1400 PN от 8,0 до 12,5 МПа, изготовленные по ТУ 26-07-1450-96 с изменением №22
Серийный выпуск
Рабочая среда: неагрессивный природный газ (в соответствии с СТО Газпром 2-4.1-212-2008).
Температура рабочей среды: для кранов подземной установки от минус 10°С до плюс 50°С; для кранов надземной установки от минус 10°С до плюс 80°С, кратковременно до плюс 100°С
Устойчивость продукции к внешним воздействиям:
- сейсмостойкость: до 9 баллов (по шкале MSK-64);
- климатические исполнения: У, ХЛ (по ГОСТ 15150-69);
- огнестойкое исполнение: да.

КОД ОК 034-2014: 28.14.13.131 **КОД ТН ВЭД РФ:**
СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
СТО Газпром 2-4.1-212-2008

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Филиал акционерного общества Научно-производственное объединение «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры, ИНН 7717662787, Юридический адрес: 127106, город Москва, Нововладыкинский проезд, дом 8, строение 4, этаж 4, офис 414, тел./факс: 8 (495) 411-77-57, e-mail: office@ogscomp.ru. Фактический адрес: 301368, Тульская область, город Алексин, улица Некрасова, дом 60

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН

Акционерному обществу Научно-производственному объединению «Тяжпромарматура», ИНН 7717662787, Юридический адрес/ фактический адрес: 127106, город Москва, Нововладыкинский проезд, дом 8, строение 4, этаж 4, офис 414, тел./факс: 8 (495) 411-77-57, e-mail: office@ogscomp.ru

НА ОСНОВАНИИ

Акта о результатах анализа состояния производства № ЦКБА.085-18/8-АСП от 05.07.2019 года ОС АО «НПФ «ЦКБА»; Протокола испытаний №16-2019 от 26.07.2019 года, протокола испытаний №31-2019 от 14.10.2019 года, протокола испытаний №17-2019 от 26.07.2019 года в ИЦЭО ОАО «НПО ЦКТИ», свидетельство о признании компетентности испытательной лаборатории (центра) в СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ № ОГН4.RU.2707, срок действия до 09.05.2021 года. Протокола сертификационных испытаний № 52/19 от 29.11.2019 года, протокола сертификационных испытаний № 10/20 от 24.01.2020 года, протокола сертификационных испытаний № 51/19 от 29.11.2019 года в испытательной лаборатории АО «Газпром энергетика», свидетельство о признании компетентности испытательной лаборатории (центра) в СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ № ОГН4.RU.2606, срок действия до 16.04.2021 года. Акта экспертной группы № ЦКБА.085-20/9-АЭ от 04.02.2020 года. Решения о выдаче сертификата соответствия № ЦКБА.085-20/10-РВ от 06.03.2020 года.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Схема сертификации 1а

Руководитель органа по сертификации  **Н.А. Соловатова**
подпись инициалы, фамилия

 **М.К.** Эксперт  **П.Г. Генкин**
подпись инициалы, фамилия

АО «Ошкор», Москва, 2017, «В», лицензия № 05-05-09003 ФНС РФ, ТЗ №278. Тел.: (495) 726-47-42, www.ogscomp.ru

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

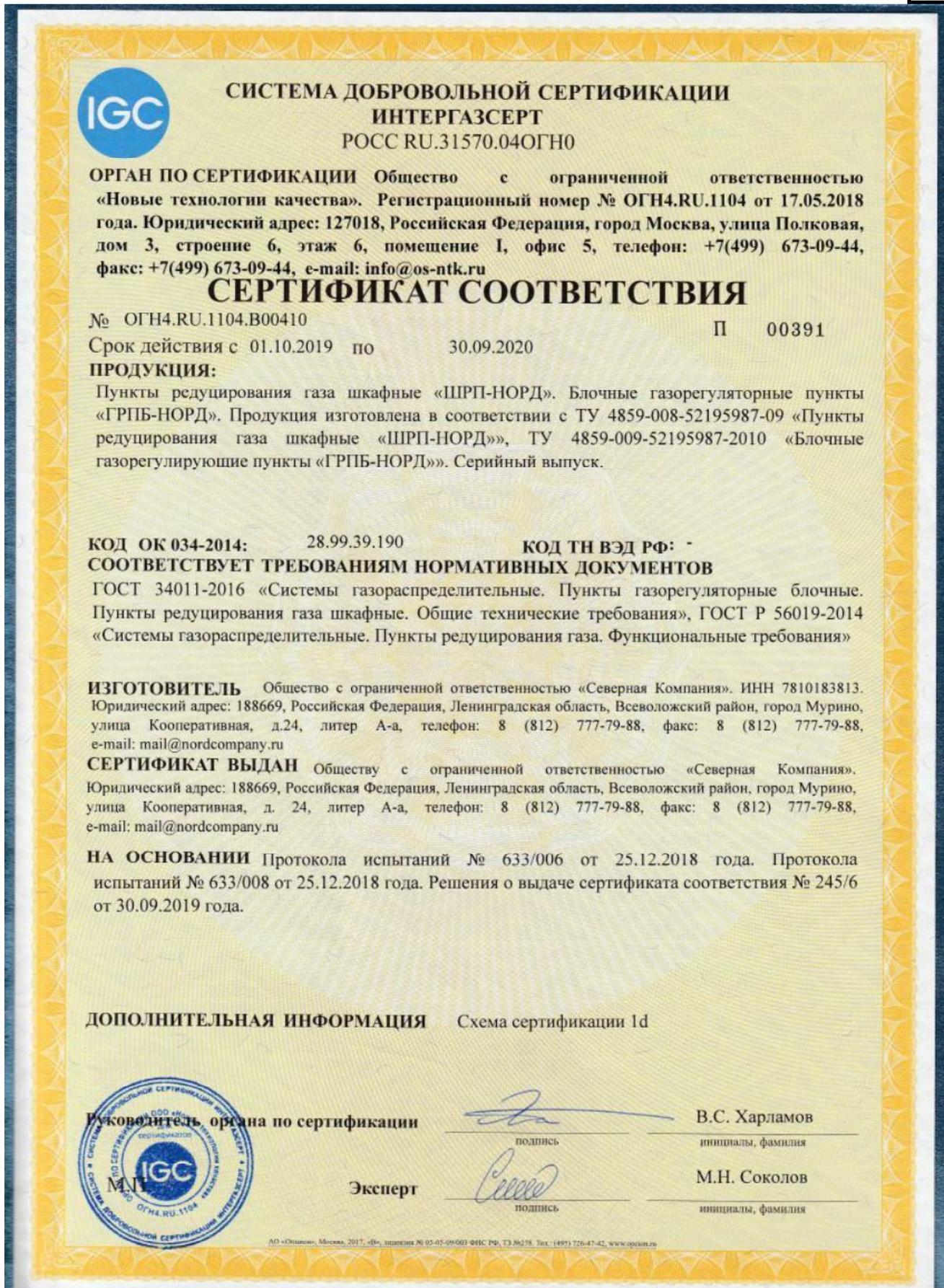
| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |



| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

| | | | | | |
|------|--------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ



| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Приложение Е
(обязательное)

Опознавательный знак газопровода

175

Серия 5.905-25.05 выг. 1, часть 2

Красный круг для газопроводов среднего и высокого давления

Общие указания

Табличка-указатель устанавливается в соответствии с требованиями "Правил охраны газораспределительных сетей" утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2002 г. N 878.

Табличка-указатель расположения подземных сетевых устройств служит для определения местоположения подземных газопроводов, запорной арматуры и других устройств.

Надписи на табличке-указателе черного цвета на желтом фоне. На табличку-указатель нанести:

- В верхней части слева - условное обозначение сетевого сооружения: СК - сборник конденсата; ГК - газовый колодец; КТ - контрольная трубка; КИП - контрольноизмерительный пункт; ВТ - водоотводящая трубка; ПЗ - протекторная защита; З - заглушка на газопроводе; ЭП - электроперемычка.
- В верхней части справа: над чертой - условный диаметр газопровода (в миллиметрах); под чертой - глубина заложения газопровода (в метрах).
- В средней части - расстояние от места установки таблички-указателя до оси устройств по перпендикуляру к плоскости указателя (в сантиметрах).
- В середине справа или слева от вертикальной стрелки - размер отклонения от перпендикуляра (в сантиметрах).
- В нижней части - телефон эксплуатационной организации.

Табличка-указатель установить вблизи от обозначаемого сооружения на стенах здания, столбах, заборах или на специальных ориентирных столбиках типовой конструкции в зависимости от местных условий прохождения трассы газопровода.

| | | | | | | |
|------|-----------|-----------|--------------------|---------------------|--|--|
| | | | | АС 2.00 | | |
| Изм. | Лист | N докум. | Подпись | Дата | | |
| | Разраб. | Василенко | <i>[Signature]</i> | 07.05 | Табличка-указатель расположения подземных сетевых устройств | |
| | Разраб. | Тарасенко | <i>[Signature]</i> | 07.05 | | |
| | Пров. | Крючков | <i>[Signature]</i> | 07.05 | | |
| | Н. контр. | Панасенко | <i>[Signature]</i> | 07.05 | Лист А-ПУ-2 ГОСТ 19903-74* СЗ90 ГОСТ 27772-88* | |
| | Ита. | Корж | <i>[Signature]</i> | 07.05 | | |
| | | | | Лист | Листов 1 | |
| | | | | СПКБ "Газпроект" | | |
| | | | | Копировал | Формат А3 | |

Инв. № подл. 110489
 Подп. и дата
 Взам. инв. №

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Приложение Ж
(обязательное)

Письмо ФКУ Упрдор «Кола» исх.№И-2881 от 03.08.2020 г.
«О предоставлении информации»



РОСАВТОДОР
ФЕДЕРАЛЬНОЕ КАЗЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«УПРАВЛЕНИЕ АВТОМОБИЛЬНОЙ
МАГИСТРАЛИ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ – МУРМАНСК
ФЕДЕРАЛЬНОГО ДОРОЖНОГО АГЕНТСТВА»
(ФКУ Упрдор «Кола»)
ИНН 1001117010 КПП 100101001

ООО «КТПИ «Газпроект»

gazproekt@gazproekt.spb.ru

ул. Антикайнена, 1-А, Петрозаводск, РК, 185035
Телефон: (8142) 44-44-88, факс: (8142) 44-44-89
E-mail: info@fad.karelia.ru, https://fad.karelia.ru/

03.08.2020 № И-2881
На № 2428/09 от 28.07.2020

О предоставлении информации

Управление представляет запрашиваемую информацию об участках автомобильной дороги общего пользования федерального значения А-121 «Сортавала» в местах пересечения с проектируемым газопроводом по объекту: «Газопровод межпоселковый ГРС — г.Лахденпохья — п.Раухала — п.Мийнала Лахденпохского района Республика Карелия»:

| Местоположение пересечения км+ | Тип участка автомобильной дороги | Категория | Кад.№ земельных участков полосы отвода |
|--------------------------------|--|-----------|--|
| км 208 +530 | старое направление | IV | 10:12:0000000:5743 |
| км 198+313 | новое направление (участок реконструкции 2019 год) | III | 10:12:0022204:1677 |
| км 199+357 | | III | 10:12:0022203:601 10:12:0022203:602 |
| км 217+551 | основной ход | IV | 10:12:0010000:13 10:12:0012204:62 |
| км 223+915 | основной ход | IV | 10:12:0020900:1 10:12:0000000:62 |

Нормы отвода земель для размещения автомобильных дорог, утверждены постановлением Правительства РФ от 02.09.2009 N 717 «О нормах отвода земель для размещения автомобильных дорог и (или) объектов дорожного сервиса».



**ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ**

Сертификат: 4E7A8E01C37594E0085EE36A97A0A301C6D438DC
Владелец: Полосин Юрий Александрович
Действителен с 13.07.2020 по 13.10.2021

Ю.А. Полосин

Заместитель начальника
Управления

Волнухин С.Н.
Тел. +78142444487

| | |
|-----------------------|----------------------------|
| ООО «КТПИ «Газпроект» | |
| Вх. № | 2126 |
| « 04 » | 08 2020 г. |
| Количество листов | |
| « 1 » | листов основного документа |
| « - » | листов приложения |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

236

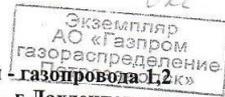
| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

Приложение И

Договор №219 на прокладку и эксплуатацию инженерных коммуникаций — газопровода 1,2 МПа по объекту: «Газопровод межпоселковый ГРС Ихала — г.Лахденпохья — п.Раухала — п.Мийнала Лахденпохского района Республики Карелия» в полосе отвода и придорожных полосах автомобильной дороги федерального значения А-121 «Сортавала» при пересечении на км 208+530, км 198+313, км 199+357, км 217+551, км 223+915 и параллельном следовании с км 226+920 по км 227+065 и с км 229+295 по км 229+460

ДОГОВОР № 219
на прокладку и эксплуатацию инженерных коммуникаций — газопровода 1,2 МПа по объекту: «Газопровод межпоселковый ГРС Ихала - г.Лахденпохья - п.Раухала - п.Мийнала Лахденпохского района Республики Карелия» в полосе отвода и придорожных полосах автомобильной дороги федерального значения А-121 «Сортавала» при пересечении на км 208+530, км 198+313, км 199+357, км 217+551, км 223+915 и параллельном следовании с км 226+920 по км 227+065 и с км 229+295 по км 229+460



г. Петрозаводск

«15» 10.2020 г.

Федеральное казенное учреждение «Управление автомобильной магистрали Санкт-Петербург – Мурманск Федерального дорожного агентства» (ФКУ Упрдор «Кола»), именуемое в дальнейшем «Владелец дороги», в лице начальника Овчинникова Михаила Александровича, действующего на основании Устава, с одной стороны, АО «Газпром газораспределение Петрозаводск», именуемое в дальнейшем «Владелец коммуникаций», в лице в лице Генерального директора Азарова Юрия Петровича, действующего на основании Устава и Агентского договора с ОАО «Газпром газораспределение» от 05.05.2012 г. № 10-4/04-94, с другой стороны, в дальнейшем совместно именуемые «Стороны», на основании ст. 19 Федерального закона от 08.11.2007 N 257-ФЗ «Об автомобильных дорогах и о дорожной деятельности в Российской Федерации и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» заключили настоящий договор о нижеследующем:

1. Предмет договора.

1.1. По настоящему договору Владелец дороги предоставляет право Владельцу коммуникаций осуществить прокладку и эксплуатацию газопровода 1,2 МПа по объекту: «Газопровод межпоселковый ГРС Ихала — г.Лахденпохья — п.Раухала — п.Мийнала Лахденпохского района Республики Карелия» (далее - инженерные коммуникации) в полосе отвода автомобильной дороги общего пользования федерального значения А-121 «Сортавала» Санкт-Петербург - Сортавала - автомобильная дорога Р-21 "Кола" (далее - автомобильная дорога) при пересечении на:

- км 208+530 - старое направление (широта N61°29'00,07"/долгота E29°59'18,28");
- км 198+313 - рек. км 197-км 215 (широта N61°29'28,12"/долгота E30°00'50,22");
- км 199+357 - рек. км 197-км 215 (широта N61°29'53,81"/долгота E30°01'36,52");
- км 217+551 (широта N61°30'49,46"/долгота E30°07'07,21");
- км 223+915 (широта N61°32'09,56"/долгота E30°13'01,63"),

в границах земельных участков с кад.№№ 10:12:0000000:5743 (старое направление), 10:12:0022204:1677, 10:12:0022203:601 и ЕЗП 10:12:0010000:13 (10:12:0012102:6, 10:12:0012204:18), ЕЗП 10:12:0020900:1 (10:12:0020903:12), ЕЗП 10:12:0000000:62 (10:12:0022202:532), предоставленных Владельцу дороги в постоянное (бессрочное) пользование (регистрационная запись № 10:12:0000000:5743-10/036/2020-2 от 08.04.2020, № 10:12:0022204:1677-10/001/2017-2 от 04.09.2017, № 10:12:0022203:601-10/001/2017-2 от 04.09.2017, №



1

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

237

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл. |
| 110489 | | 110489 |

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|--|--|
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

Приложение И (продолжение)

10-10-07/009/2010-103 от 09.06.2010, № 10-10-07/009/2010-102 от 09.06.2010 и № 10-10-07/009/2010-106 от 09.06.2010), под сооружениями с кад.№№ 10:00:0000000:8565 и 10:12:0000000:5728 (старое направление), закрепленных за Владелцем дороги на праве оперативного управления (регистрационная запись № 10:00:0000000:8565-10/032/2019-2 от 11.12.2019 и № 10:12:0000000:5728-10/032/2019-2 от 11.12.2019) и согласовывает размещение инженерных коммуникаций в пределах придорожных полос автомобильной дороги (ЗОУИТ № 10:12-6.40) при параллельном размещении с км 226+920 по км 227+065 и с км 229+295 по км 229+460.

2. Обязанности и права сторон.

2.1. Владелец коммуникаций обязан:

2.1.1. Обеспечить прокладку (пересечение) и эксплуатацию инженерных коммуникаций в полосе отвода и придорожных полосах автомобильной дороги за счет собственных средств, согласно техническим требованиям и условиям (далее - технические условия), являющимся неотъемлемой частью данного Договора.

2.1.2. Разработать проектную документацию на проведение работ по прокладке (пересечению) инженерных коммуникаций (далее — проектная документация), в строгом соответствии с техническими условиями, выданными Владелцем дороги.

2.1.3. Согласовать разработанную проектную документацию с Владелцем дороги.

2.1.4. До начала производства работ по прокладке (пересечению) инженерных коммуникаций в полосе отвода автомобильной дороги получить разрешение на строительство (прокладки или переустройства) инженерных коммуникаций в границах полосы отвода автомобильной дороги общего пользования федерального значения, в случаях предусмотренных Градостроительным Кодексом и статьи 19 Федерального закона от 08.11.2007 № 257-ФЗ.

2.1.5. При выполнении работ по прокладке (пересечению) и эксплуатации инженерных коммуникаций в полосе отвода и придорожных полосах автомобильной дороги обеспечить строгое соблюдение технических условий, выданных Владелцем дороги.

2.1.6. Произвести работы по прокладке (пересечению) инженерных коммуникаций в соответствии с проектной документацией, согласованной с Владелцем дороги, действующими СНиП, и иными нормативными актами (в том числе с действующими требованиями в области строительства конкретных инженерных коммуникаций (линий электропередач, связи, водопровода, газа, нефти и т.д. и т.п.)), а по окончании работ восстановить в первоначальный вид место производства работ.

2.1.7. В случае нарушения норм проектной документации и/или технических условий, по представлению Владельца дороги, устранять выявленные нарушения за счет собственных средств, в установленные предписанием сроки.

2.1.8. Использовать земельный участок в границах полосы отвода автомобильной дороги, указанного в пункте 1.1. настоящего договора, только для прокладки (пересечения) и эксплуатации инженерных коммуникаций, указанных в пункте 1.1. договора.

2

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инд. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

238

Приложение И (продолжение)

2.1.9. При выполнении работ по прокладке (пересечению) инженерных коммуникаций не занимать дополнительную территорию, не предусмотренную проектной документацией.

2.1.10. Своевременно, за 30 дней до начала производства работ, информировать Владельца дороги о сроках и условиях проведения работ по прокладке (пересечению), а также проведению работ в рамках эксплуатации, капитального ремонта и ремонта инженерных коммуникаций в полосе отвода и придорожных полос автомобильной дороги.

2.1.11. Осуществить реконструкцию или капитальный ремонт автомобильной дороги (участков автомобильной дороги), за свой счет, в случае, если прокладка (пересечение) инженерных коммуникаций в полосе отвода автомобильной дороги влечет за собой реконструкцию или капитальный ремонт автомобильной дороги (участков автомобильной дороги).

2.1.12. За свой счет обеспечить перенос или переустройство инженерных коммуникаций вследствие строительства, реконструкции, капитального ремонта, ремонта и содержания автомобильной дороги.

2.1.13. Не ухудшать условия безопасности движения транспорта по автомобильной дороге, соблюдать требования экологической безопасности при проведении работ по прокладке (пересечению) и эксплуатации инженерных коммуникаций в полосе отвода и придорожных полосах автомобильной дороги.

2.1.14. Возместить ущерб, нанесенный автомобильной дороге при проведении работ по прокладке (пересечению), а также проведение работ в рамках эксплуатации (обслуживания) инженерных коммуникаций в полосе отвода и придорожных полосах автомобильной дороги.

2.1.15. Получить экспертное заключение органа государственного строительного надзора в случаях, установленных Градостроительным кодексом РФ, и предоставить копию Владельцу дороги.

2.1.16. Оформить права на использование земельного участка в границах полосы отвода автомобильной дороги в целях прокладки (пересечения) и эксплуатации инженерных коммуникаций на условиях публичного сервитута до осуществления прокладки (пересечения) и эксплуатации инженерных коммуникаций.

2.1.17. Обеспечить содержание земельного участка охранной зоны инженерных коммуникаций в полосе отвода автомобильной дороги, а именно вырубку кустарниковой растительности, покос травы и уборку бытового мусора за счет собственных средств.

2.1.18. Осуществлять за свой счет снос или перенос инженерных коммуникаций в полосе отвода и придорожной полосе автомобильной дороги, если это сооружение создает препятствия для нормальной эксплуатации автомобильной дороги или будет ухудшать условия движения по ней.

2.2. Владелец дороги обязан:

2.2.1. В соответствии с положениями статьи 19 Федерального закона от 08.11.2007 № 257-ФЗ разработать Владельцу коммуникаций технические условия.



3

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

239

| | |
|--------------|--------|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | 110489 |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |

Приложение И (продолжение)

2.2.2. Рассмотреть разработанную Владелцем коммуникаций проектную документацию и выдать соответствующее заключение.

2.2.3. В соответствии с приказом Минтранса России от 28.06.2012 № 186 выдать разрешение на строительство (прокладки или переустройства) инженерных коммуникаций в границах полосы отвода автомобильной дороги общего пользования федерального значения, в случаях предусмотренных Градостроительным Кодексом.

2.2.4. Своевременно информировать Владельца коммуникаций о сроках и условиях проведения работ в границах полосы отвода автомобильной дороги, влекущих за собой перенос или переустройство инженерных коммуникаций.

2.2.5. Принимать меры к устранению Владельцем коммуникаций недостатков, связанных с несоблюдением технических условий, проектной документации и иных нормативных актов (в том числе действующих требований в области строительства конкретных инженерных коммуникаций (линий электропередач, связи, водопровода, газа, нефти и т.д. и т.п.)).

2.3. Владелец коммуникаций вправе:

2.3.1. Осуществить прокладку (пересечение), перенос, переустройство и эксплуатацию инженерных коммуникаций в границах, определяемых проектной документацией.

2.3.2. Получать информацию о планах ремонта, капитального ремонта и реконструкции автомобильной дороги на участке прокладки (пересечения) и эксплуатации инженерных коммуникаций.

2.3.3. Обжаловать действия Владельца дороги в вышестоящих инстанциях или суде.

2.4. Владелец дороги вправе:

2.4.1. Осуществлять мониторинг соблюдения Владельцем коммуникаций технических условий, подлежащих обязательному исполнению при прокладке (пересечении) и эксплуатации инженерных коммуникаций в полосе отвода и придорожных полосах автомобильной дороги, соблюдения требований норм и правил безопасности дорожного движения, правил использования и охраны автомобильных дорог, правил использования полосы отвода и придорожной полосы автомобильных дорог общего пользования федерального значения, в соответствии с действующим законодательством.

2.4.2. Участвовать в приемке инженерных коммуникаций в эксплуатацию.

2.4.3. В случае если работы по прокладке (пересечению) инженерных коммуникаций выполнены Владельцем коммуникаций (подрядной организацией Владельца коммуникаций) с нарушением требований проектной документации и технических условий, то Владелец коммуникаций вправе требовать устранения выявленных нарушений, давать предписания Владельцу коммуникаций об устранении в установленные сроки выявленных нарушений.

2.4.4. Вносить по согласованию с Владельцем коммуникаций в Договор необходимые изменения и уточнения в случае изменения действующего

4

| | |
|---------------|--------|
| Инва. № подл. | 110489 |
| Подп. и дата | |
| Взам. инв. № | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

240

Приложение И (продолжение)

законодательства и нормативных актов, или смены Владельца коммуникаций, которые оформляются в установленном порядке дополнительными соглашениями.

3. Ответственность сторон:

3.1. Нарушение Договора одной из Сторон путем неисполнения, или ненадлежащего исполнения своих обязательств по Договору влечет за собой возложение на эту Сторону обязанности возместить другой Стороне причиненный ущерб в установленном законом порядке.

3.2. За неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему Договору Стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

3.3. Ни одна из Сторон не несет ответственности перед другой Стороной за неисполнение обязательств по настоящему Договору, обусловленное причинами, которые нельзя предвидеть или предотвратить.

3.4. Если Сторона, ссылаясь на обстоятельства непреодолимой силы, не известит другую Сторону о наступлении указанных обстоятельств в пятидневный срок, такая Сторона несет ответственность за нарушение своих обязательств в соответствии с настоящим Договором.

4. Срок действия Договора:

4.1. Настоящий Договор вступает в силу с момента его подписания Сторонами и действует на протяжении срока службы инженерных коммуникаций.

5. Прочие условия:

5.1. Досрочное расторжение настоящего Договора производится лишь по основаниям и в порядке, предусмотренным действующим законодательством Российской Федерации и настоящим договором. Владелец дороги имеет право расторгнуть договор в одностороннем порядке, предупредив об этом Владельца коммуникаций за один месяц, при нарушении последним условий настоящего договора, либо при возникновении обстоятельств, при которых прокладка и эксплуатация инженерных коммуникаций в полосе отвода и придорожных полосах автомобильной дороги становится невозможным.

5.2. Споры, возникающие при реализации настоящего Договора, разрешаются Сторонами путем переговоров. В случае не достижения согласия заинтересованная Сторона руководствуется нормами действующего законодательства Российской Федерации.

5.3. Во всем, что не урегулировано настоящим Договором, Стороны будут руководствоваться нормами действующего гражданского законодательства Российской Федерации.

5.4. Настоящий Договор составлен в 2 (двух) экземплярах, имеющих равную юридическую силу, и вступает в силу после его подписания Сторонами.

Приложение: 1. Технические требования и условия на прокладку (пересечение) и эксплуатацию инженерных коммуникаций в полосе отвода автомобильной дороги.



5

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

241

| | | | | | |
|--------------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Инд. № подл. | 110489 | | | | |
| Подп. и дата | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | |

Приложение И (продолжение)

Юридические адреса и банковские реквизиты Сторон

«Владелец коммуникаций»

Адрес: 185011, Республика Карелия, город Петрозаводск, улица Балтийская (Кукковка р-н), 22 А.
 тел./факс: (8142) 530858
 e-mail: transgaz@ktg.sampo.ru
<http://gazpromgr-karelia.ru>
 Банковские реквизиты:
 р/сч 40702810800010005239
 в Центральном филиале АБ «Россия» г Москва
 к/сч 30101810145250000220
 БИК 044525220 ИНН 1001009551,
 КПП 100101001 ОГРН 1021000511730
 ОКВЭД 35.22

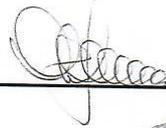
«Владелец дороги»
 ФКУ Упрдор «Кола»

Адрес: 185035, г. Петрозаволск, ул. Антикайнена, д.1-а,
 тел. (8142) 444488, факс (8142) 444489,
 e-mail: info@fad.karelia.ru,
<https://fad.karelia.ru/>
 Реквизиты: ОГРН 1021000531199,
 ОКПО 24820802, ОКТМО 86701000
 ИНН 1001117010, КПП 100101001, Банк
 Управление Федерального казначейства по Республике Карелия (ФКУ Упрдор «Кола» л/счет 03061414040) Расчетный счет 40105810900000010003
 ОТДЕЛЕНИЕ-НБ РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ г. Петрозаводск БИК 048602001



Ю. П. Азаров

М.П.



М.А. Овчинников

М.П.

| Должность | Ф.И.О. | Подпись |
|--------------|-----------|---------|
| Зам. дир. | Диацкий | |
| Зам. м. дир. | Евсеньев | |
| Кан. ОДС | Коваленко | |
| Юрист | Резни | |

| | |
|--------------|--------|
| Инд. № подл. | 110489 |
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

Приложение И (продолжение)

Приложение № 1
к Договору № 21/от «15» 10 2020 г.

Технические требования и условия
на прокладку и эксплуатацию инженерных коммуникаций — газопровода 1,2 МПа по объекту: «Газопровод межпоселковый ГРС Ихала — г.Лахденпохья — п.Раухала — п.Мийнала Лахденпохского района Республики Карелия» в полосе отвода и придорожных полосах автомобильной дороги федерального значения А-121 «Сортавала» при пересечении на км 208+530, км 198+313, км 199+357, км 217+551, км 223+915 и параллельном следовании с км 226+920 по км 227+065 и с км 229+295 по км 229+460

1. Осуществить прокладку инженерных коммуникаций с пересечением автомобильной дороги закрытым способом, методом горизонтально-направленного бурения без нарушения целостности земляного полотна, под прямым углом к оси автомобильной дороги (Письмо ФДА от 29.08.2017 № 01-28/30655).

2. При параллельном следовании разместить трассу газопровода на расстоянии не менее 35 метров от границы полосы отвода автомобильной дороги.

3. При прокладке (пересечении) инженерных коммуникаций предусмотреть мероприятия, исключающие нарушение продольного водоотвода вдоль автомобильной дороги.

4. Расстояние по горизонтали от места пересечения подземного газопровода до мостовых сооружений на автомобильной дороге должны быть не менее 30 метров и труб 15 метров (п.5.5.1 СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы).

5. Переход газопровода через автомобильную дорогу должен быть выполнен в защитном футляре, диаметр которого должен быть больше наружного диаметра газопровода не менее чем на 200 мм. Футляр должен быть из неметаллических или стальных труб и соответствовать требованиям к прочности и долговечности. Концы защитного футляра должен иметь уплотнения из диэлектрического материала. На одном конце футляра следует предусмотреть контрольную трубку, а также контрольный проводник для стальных футляров, выходящие под защитное устройство. Контрольный проводник предусмотреть для определения наличия (отсутствия) контакта "труба-футляр". (п.5.5.2 СП 62.13330.2011, п.6.12.9-10 СП 4.13130.2013 Свод правил Системы противопожарной защиты ограничение распространения пожара на объектах защиты требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям).

6. Концы футляра при пересечении автомобильной дороги расположить за полосой отвода автомобильной дороги на расстоянии 25 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы откоса насыпи и не менее 3 м от края водоотводных сооружений (кювета, канавы, резерва) (п.5.5.3 СП 62.13330.2011, п.6.12.9 СП 4.13130.2013).

7. При пересечении автомобильной дороги глубина укладки газопровода от подошвы насыпи до верха футляра должна соответствовать требованиям безопасности, но быть не менее 1,5 м - при проектировании прокладки методом


ЮРИДИЧЕСКАЯ ГРУППА

1

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

243

| | | | | | |
|--------------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Инд. № подл. | 110489 | | | | |
| Подп. и дата | | | | | |
| Взам. инв. № | | | | | |

Приложение И (продолжение)

продавливания или наклонно-направленного бурения и щитовой проходки и 2,5 - при проектировании прокладки методом прокола. Прокладка газопровода в теле насыпей автомобильной дороги не допускается (п.5.5.4 СП 62.13330.2011).

8. Для полиэтиленовых газопроводов при пересечении автомобильной дороги категорий I-III должны применяться трубы и соединительные детали с SDR не более SDR 11 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 для газопроводов, прокладываемых на территориях городов и сельских населенных пунктов. Для межпоселковых газопроводов давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа должны применяться трубы из ПЭ 80 и ПЭ 100 или из ПЭ 100/ПЭ 100-RC с коэффициентом запаса прочности не менее 2,5, для межпоселковых газопроводов давлением свыше 0,6 до 1,2 МПа должны применяться трубы из ПЭ 100 или из ПЭ 100/ПЭ 100-RC с коэффициентом запаса прочности не менее 2,0 (п.5.5.5 СП 62.13330.2011).

9. Строительство перехода газопровода под автомобильной дорогой закрытым способом выполнить в соответствии с проектом производства работ (ППР), согласованным с Владельцем дороги. Во время прокладки защитного футляра под автомобильной дорогой необходимо осуществить постоянный геодезический надзор за осадками дорожной поверхности. Методика геодезических наблюдений устанавливается в ППР (п.10.154-155 СП 42-101-2003).

10. В пределах полосы отвода осуществить маркировку подземного газопровода с помощью опознавательных знаков, содержащих информацию о диаметре газопровода, давлении газа в нем, глубине залегания газопровода, материале труб, расстоянии до газопровода, телефонных номерах аварийно-спасательной службы организации, эксплуатирующей этот участок газопровода, и другие сведения. Вместо опознавательных знаков возможна прокладка совместно с полиэтиленовым газопроводом изолированного алюминиевого или медного провода (п.17 Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 года N 870).

11. В проектной документации на сеть газораспределения должны быть указаны границы охранных зон сети газораспределения (п.18 Технический регламент о безопасности сетей газораспределения...).

12. При проектировании газопровода выполнить расчет на прочность и устойчивость, целью которого является исключение возможности разрушения и недопустимых деформаций газопроводов, которые могут привести к возникновению аварийных ситуаций (п.19 Технический регламент о безопасности сетей газораспределения...).

13. Разработанную проектную документацию по прокладке (пересечению) инженерных коммуникаций согласовать с Владельцем дороги с одновременным предоставлением на согласование схемы границ публичного сервитута на кадастровом плане территории в целях исполнения п. 18 настоящих технических требований и условий.

2

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

244

Приложение И (продолжение)

14. Документация по планировке территории, предусматривающая размещение объекта капитального строительства в границах придорожной полосы автомобильной дороги, до ее утверждения подлежит согласованию с владельцем автомобильной дороги. Предметом согласования документации по планировке территории являются обеспечение неухудшения видимости на автомобильной дороге и других условий безопасности дорожного движения, сохранение возможности проведения работ по содержанию, ремонту автомобильной дороги и входящих в ее состав дорожных сооружений, а также по реконструкции автомобильной дороги в случае, если такая реконструкция предусмотрена утвержденными документами территориального планирования, документацией по планировке территории (пункт 12_10 статьи 45 Градостроительного кодекса Российской Федерации).

15. Осуществить прокладку (пересечение) и эксплуатацию инженерных коммуникаций с учетом требований пункта 2 статьи 19 Федерального закона № 257-ФЗ, предусматривающего осуществление работ по прокладке, переносу или переустройству инженерных коммуникаций, их эксплуатации в границах полосы отвода автомобильной дороги владельцами таких инженерных коммуникаций или за их счет на основании договора, заключаемого владельцами таких инженерных коммуникаций с владельцем автомобильной дороги, без использования средств федерального бюджета.

16. Прокладку (пересечение) инженерных коммуникаций и установление их охранных зон осуществить таким образом, чтобы не нарушать требований безопасности дорожного движения, установленных соответствующими техническими регламентами, национальными стандартами и другими обязательными к применению документами, а также обязанность будущих владельцев инженерных коммуникаций считать согласованным проведение работ по содержанию, ремонту, капитальному ремонту и реконструкции (в том числе перспективной реконструкции) автомобильных дорог.

17. В случае занятия проезжей части автомобильной дороги федерального значения при производстве работ разработать и согласовать с владельцем дороги схему установки временных дорожных знаков и порядок регулирования движения в соответствии с ГОСТ 58650-2019 Технические средства организации дорожного движения в местах производства работ и ОДМ 218.6.019-2016 Рекомендации по организации движения и ограждению мест производства работ.

18. Оформить права на использование земельного участка в границах полосы отвода автомобильной дороги в целях прокладки (пересечения) инженерных коммуникаций на условиях публичного сервитута (часть 4_2 статьи 25 Федерального закона от 08.11.2007 N 257-ФЗ).

19. Размещение коммуникаций не должно требовать их переустройства в случае реконструкции автомобильной дороги федерального значения либо их переустройство будет осуществлено за счет средств владельцев таких объектов (п. 19 п.п. а. Приказа Минтранса России от 13.01.2010 № 4).



3

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

245

| | |
|---------------|--------------|
| Инва. № подл. | Взам. инв. № |
| 110489 | |
| Подп. и дата | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

Приложение И (окончание)

20. В случае, если прокладка (пересечение) инженерных коммуникаций в границах полосы отвода автомобильной дороги федерального значения влечет за собой реконструкцию или капитальный ремонт автомобильной дороги федерального значения, ее участков, такие реконструкция, капитальный ремонт осуществляются владельцами инженерных коммуникаций или за их счет (часть 6 статьи 19 Федерального закона от 8 ноября 2007 года № 257-ФЗ).

21. Владелец коммуникаций, осуществляющий прокладку (пересечение) и эксплуатацию инженерных коммуникаций с нарушением настоящих технических требований и условий, подлежащих обязательному исполнению, по требованию Владельца дороги обязан прекратить прокладку (пересечение) и эксплуатацию инженерных коммуникаций, осуществить снос незаконно возведенных сооружений, иных объектов и привести автомобильную дорогу в первоначальное состояние (часть 7 статьи 19 Федерального закона от 8 ноября 2007 года № 257-ФЗ).

22. Уведомить Владельца дороги о дате и сроках работ в полосе отвода и придорожной полосе автодороги не менее чем за трое суток.

23. После завершения работ произвести уборку строительного мусора в полосе отвода и придорожной полосе автомобильной дороги.

24. Завершенные работы по прокладке (пересечению) инженерных коммуникаций сдать по акту представителю Владельца дороги с предоставлением контрольно-исполнительной съемки, выполненной специализированной организацией.

25. В случае повреждения элементов автомобильной дороги при прокладке (пересечению) и эксплуатации инженерных коммуникаций восстановительные работы произвести силами специализированной дорожной организации за счет средств Владельца коммуникаций и сдать выполненные работы по акту представителю Владельца дороги.

26. При намечаемой смене Владельца коммуникаций, предыдущий владелец должен в срок не менее чем за месяц, поставить об этом в известность Владельца дороги для заключения новых договорных обязательств.

27. Срок действия технических требований и условий в части, касающейся проектирования и строительства – 3 года, по остальным пунктам – на период эксплуатации инженерных коммуникаций.

«Владелец коммуникаций»



Ю. П. Азаров

«Владелец дороги»
ФКУ Упрдор «Кола»



М.А. Овчинников

4

590.2.2017-ТКР1.ТЧ

Лист

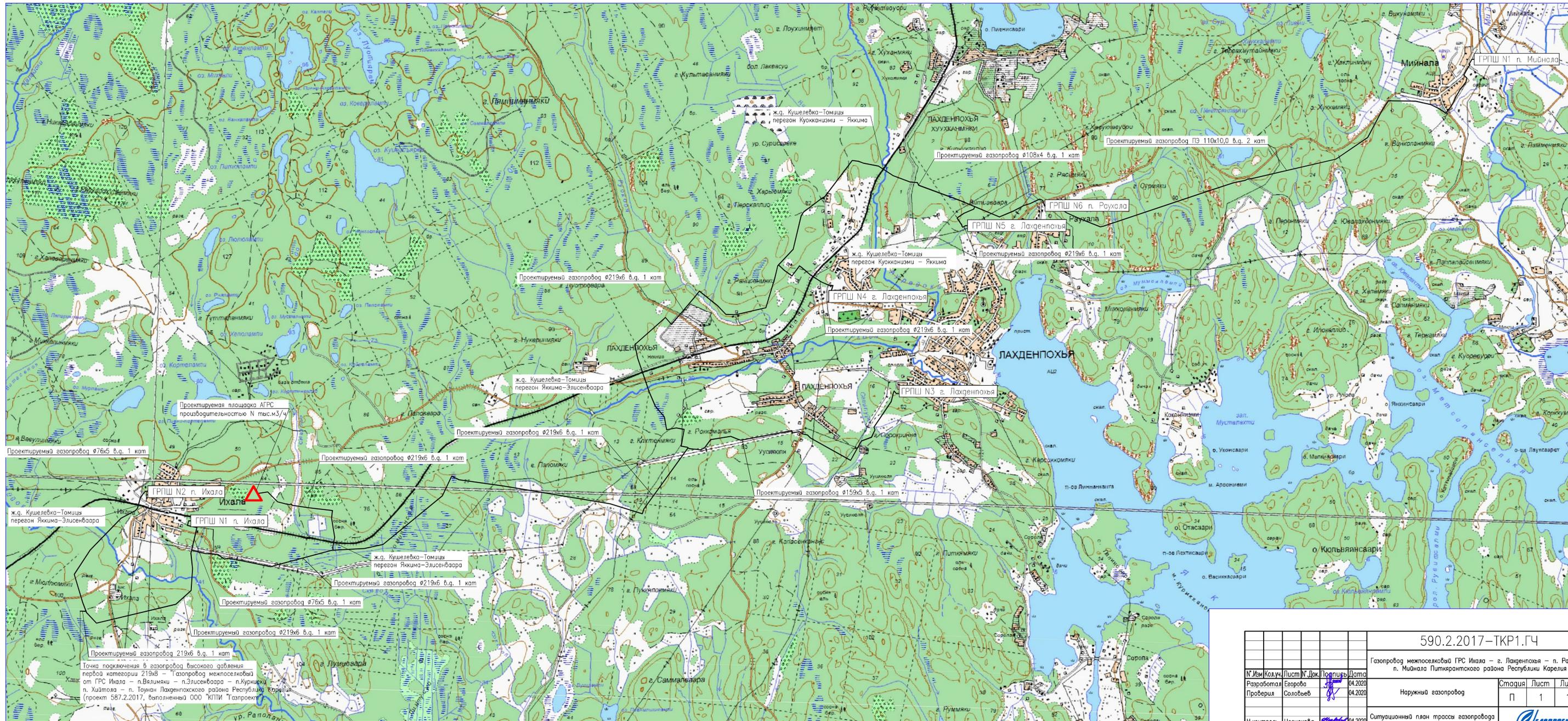
246

Формат А4

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| 110489 | | |

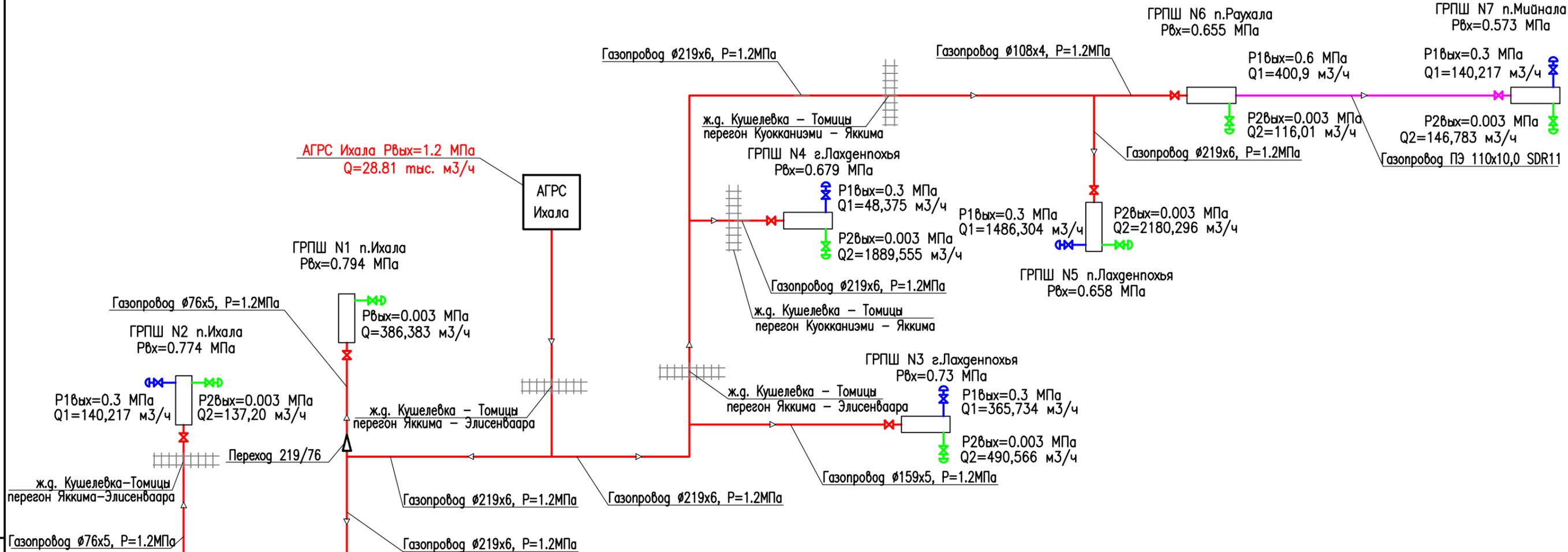
| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

Ситуационный план по объекту "Газопровод межпоселковый ГРС Ихала – г. Лахденпохья – п. Раухала – п. Мийнала Питкярантского района Республики Карелия"



| | | | | | | |
|------------|----------|------|--------|--|---------|-------------|
| | | | | 590.2.2017-ТКР1.ГЧ | | |
| | | | | Газопровод межпоселковый ГРС Ихала – г. Лахденпохья – п. Раухала – п. Мийнала Питкярантского района Республики Карелия | | |
| И.Изм. | Кол.ч. | Лист | № Док. | Подпись | Дата | Статус |
| Разработал | Егорова | 1 | | <i>[Signature]</i> | 04.2020 | П |
| Проверил | Соловьев | 1 | | <i>[Signature]</i> | 04.2020 | |
| | | | | Ситуационный план трассы газопровода | | 165 |
| | | | | М1:25000 | | |
| | | | | | | Формат А3x4 |

Согласно
 Инв. № 1044/1
 110489
 Лист 1 из 1
 Взам.инв.№



Точка подключения в газопровод высокого давления первой категории 219x8 – "Газопровод межпоселковый от ГРС Ихала – г. Вялимяки – п. Элисенваара – п. Куркиеки – п. Хийтола – п. Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия" (проект 587.2.2017, выполненный ООО "КТПИ "Газпроект").

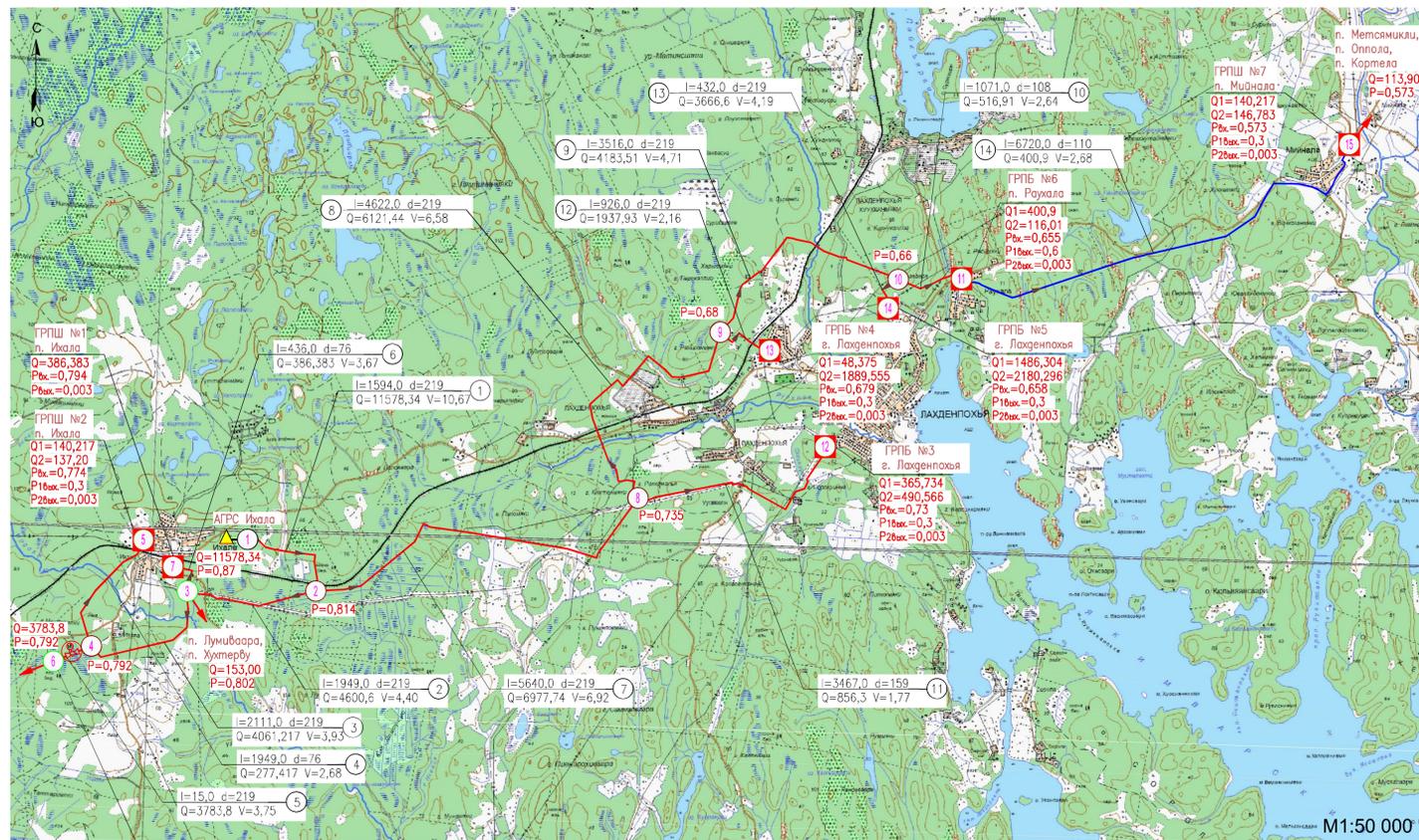
Условные обозначения

- Участок газопровода, выполненный в рамках другого проекта
- Участок проектируемого трубопровода высокого давления 1-ой кат. P=1.2МПа
- Участок проектируемого трубопровода высокого давления 2-ой кат. P=0.6МПа
- Участок проектируемого трубопровода среднего давления P=0.3МПа
- Участок проектируемого трубопровода низкого давления P=0.003МПа
- Направления потока транспортируемой среды
- Кран шаровой с ручным приводом
- Переход диаметра трубопровода
- Граница проектирования

Согласовано

| | |
|--------------|--------|
| Инв. № подл. | 110489 |
| Подп. и дата | |
| Взам. инв. № | |

| | | | | | |
|--|-----------|------|---------|----------|---------|
| 590.2.2017 – ТКР1.ГЧ | | | | | |
| Газопровод межпоселковый ГРС Ихала – г. Лахденпохья – п. Раухала – п. Мийнала Лахденпохского района Республика Карелия | | | | | |
| №. Изм. | Кол. уч. | Лист | №. Док. | Подпись | Дата |
| Разработал | Егорова | | | | 04.2020 |
| Проверил | Соловьев | | | | 04.2020 |
| Н. контроль | Чеснокова | | | | 04.2020 |
| Наружный газопровод | | | | Страница | Лист |
| Технологическая схема проектируемого газопровода | | | | П | 2 |
| Формат А3 | | | | | |



Точка подключения проектируемого газопровода высокого давления объекта "Газопровод межселовый от ГРС Икала - п.Валмики - п.Элисенваара - п.Куржики - п.Мийтола - п.Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия", вып. ООО "КТПИ "Газпрокт", шифр: 587.2.2017

| Расчетная точка | Потребитель | Расход, м³/ч | Примечание |
|-----------------|--|--------------|---|
| 3 | Перспективные потребители п. Лумиваара, п. Хутерву | 153,00 | Согласно схеме гидравлического расчета ГРС Икала Лахденпохского района Республики Карелия (2012 г.), разработанной АО "Газпром промгаз" |
| 5 | ГРПШ №2 п. Икала | 277,417 | Согласно схеме гидравлического расчета ГРС Икала Лахденпохского района Республики Карелия (2012 г.), разработанной АО "Газпром промгаз", для потребителей п. Икала учтен расход 137,2 м³/ч, а также расход 140,217 м³/ч для подключения объектов теплоэнергетики ООО "Петербургтеплоэнерго" в соответствии с Приложением №2 к Техническим требованиям при проектировании |
| 6 | Потребители смежного объекта проектирования | 3783,80 | Согласно схеме гидравлического расчета ГРС Икала Лахденпохского района Республики Карелия (2012 г.), разработанной АО "Газпром промгаз", в связи с проектом "Газопровод межселовый от ГРС Икала - п.Валмики - п.Элисенваара - п.Куржики - п.Мийтола - п.Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия", вып. ООО "КТПИ "Газпрокт" |
| 7 | ГРПШ №1 п. Икала | 386,383 | Согласно схеме гидравлического расчета ГРС Икала Лахденпохского района Республики Карелия (2012 г.), разработанной АО "Газпром промгаз" |
| 11 | ГРПБ №6 п. Раухала | 516,91 | Согласно схеме гидравлического расчета ГРС Икала Лахденпохского района Республики Карелия (2012 г.), разработанной АО "Газпром промгаз", для потребителей п. Раухала учтен расход 116,01 м³/ч, а также расход 400,9 м³/ч для потребителей ГРПБ №7 п. Мийтола и перспективных потребителей (п. Метсымкили, п. Оппола, п. Кортево) |
| 12 | ГРПБ №3 г. Лахденпохья | 856,30 | Согласно схеме гидравлического расчета ГРС Икала Лахденпохского района Республики Карелия (2012 г.), разработанной АО "Газпром промгаз", для потребителей г. Лахденпохья учтен расход 490,566 м³/ч, а также расход 365,734 м³/ч для подключения объектов теплоэнергетики ООО "Петербургтеплоэнерго" в соответствии с Приложением №2 к Техническим требованиям при проектировании |
| 13 | ГРПБ №4 г. Лахденпохья | 1937,93 | Согласно схеме гидравлического расчета ГРС Икала Лахденпохского района Республики Карелия (2012 г.), разработанной АО "Газпром промгаз", для потребителей г. Лахденпохья учтен расход 1889,555 м³/ч, а также расход 48,375 м³/ч для подключения объектов теплоэнергетики ООО "Петербургтеплоэнерго" в соответствии с Приложением №2 к Техническим требованиям при проектировании |
| 14 | ГРПБ №5 г. Лахденпохья | 3666,60 | Согласно схеме гидравлического расчета ГРС Икала Лахденпохского района Республики Карелия (2012 г.), разработанной АО "Газпром промгаз", для потребителей г. Лахденпохья учтен расход 2180,296 м³/ч, а также расход 1486,304 м³/ч для подключения объектов теплоэнергетики ООО "Петербургтеплоэнерго" в соответствии с Приложением №2 к Техническим требованиям при проектировании |
| 15 | ГРПБ №7 п. Мийтола, перспективные потребители (п. Метсымкили, п. Оппола, п. Кортево) | 400,90 | Согласно схеме гидравлического расчета ГРС Икала Лахденпохского района Республики Карелия (2012 г.), разработанной АО "Газпром промгаз", для потребителей п. Мийтола учтен расход 146,783 м³/ч, а также расход 140,217 м³/ч для подключения объектов теплоэнергетики ООО "Петербургтеплоэнерго" в соответствии с Приложением №2 к Техническим требованиям при проектировании, для перспективных потребителей (п. Метсымкили, п. Оппола, п. Кортево) учтен расход 113,9 м³/ч |

| Высокое давление 1 категории | | | | | | | | | |
|------------------------------|---------|-------|-------------------------------------|--------------|---------------|-------|---------------|-------------------|----------------|
| номер расчетного участка | участок | | протяженность расчетного участка, м | расход, м³/ч | давление, МПа | | скорость, м/с | диаметр трубы, мм | материал трубы |
| | начало | конец | | | начало | конец | | | |
| 1 | 1 | 2 | 1594,0 | 11578,34 | 0,87 | 0,814 | 10,67 | 219 | сталь |
| 2 | 2 | 3 | 1949,0 | 4600,60 | 0,814 | 0,802 | 4,40 | 219 | сталь |
| 3 | 3 | 4 | 2111,0 | 4061,217 | 0,802 | 0,792 | 3,93 | 219 | сталь |
| 4 | 4 | 5 | 1949,0 | 277,417 | 0,792 | 0,774 | 2,68 | 76 | сталь |
| 5 | 4 | 6 | 15,0 | 3783,80 | 0,792 | 0,792 | 3,75 | 219 | сталь |
| 6 | 3 | 7 | 436,0 | 386,383 | 0,802 | 0,794 | 3,67 | 76 | сталь |
| 7 | 2 | 8 | 5640,0 | 6977,74 | 0,814 | 0,735 | 6,92 | 219 | сталь |
| 8 | 8 | 9 | 4622,0 | 6121,44 | 0,735 | 0,68 | 6,58 | 219 | сталь |
| 9 | 9 | 10 | 3516,0 | 4183,51 | 0,68 | 0,66 | 4,71 | 219 | сталь |
| 10 | 10 | 11 | 1071,0 | 516,91 | 0,66 | 0,655 | 2,64 | 108 | сталь |
| 11 | 8 | 12 | 3467,0 | 856,30 | 0,735 | 0,73 | 1,77 | 159 | сталь |
| 12 | 9 | 13 | 926,0 | 1937,93 | 0,68 | 0,679 | 2,16 | 219 | сталь |
| 13 | 10 | 14 | 432,0 | 3666,60 | 0,66 | 0,658 | 4,19 | 219 | сталь |

| Высокое давление 2 категории | | | | | | | | | |
|------------------------------|----|----|--------|--------|-----|-------|------|-----|----|
| 14 | 11 | 15 | 6720,0 | 400,90 | 0,6 | 0,573 | 2,68 | 110 | ПЭ |

Условные обозначения

- Проектируемый газопровод высокого давления 1 категории
- Проектируемый газопровод высокого давления 2 категории
- Проектируемый газопровод (в рамках реализации других проектов)
- ① Конечная расчетная точка (потребитель)
- ② Узел
- Направление потока газа
- Перспективная газификация (в рамках реализации других проектов)
- Ⓜ Проектируемый ПРГ
- Ⓜ Проектируемая запорная арматура с дистанционным управлением
- ▲ Газораспределительная станция
- l Длина расчетного участка, м
- d Диаметр газопровода, мм
- Q Расход газа, м³/ч
- V Скорость газа, м/с
- P Избыточное давление газа, МПа

1. Гидравлический расчет произведен с учетом приведенных данных по расходу газа в "Схеме гидравлического расчета ГРС Икала Лахденпохского района Республики Карелия (2012 г.)", разработанной АО "Газпром промгаз", в Приложении №2 к Техническим требованиям при проектировании от 29.07.2019 г. АО "Газпром газораспределение Петрозаводск".
 2. Общий объем газоснабжения потребителей АГРС Икала составляет 11578,34 м³/ч, в том числе по данному объекту проектирования с учетом перспективных потребителей п. Лумиваара, п. Хутерву, п. Метсымкили, п. Оппола, п. Кортево 7794,54 м³/ч.
 3. Гидравлической схемой предусмотрен расход газа в объеме 3783,8 м³/ч для газоснабжения от АГРС Икала потребителей смежного объекта проектирования "Газопровод межселовый от ГРС Икала - п.Валмики - п.Элисенваара - п.Куржики - п.Мийтола - п.Тоунан Лахденпохского района Республики Карелия", вып. ООО "КТПИ "Газпрокт", шифр: 587.2.2017.
 4. Гидравлическая схема рассчитана с учетом минимального давления в точке подключения, равном 0,87 МПа, согласно техническим условиям №25 от 02.04.2019 г. на присоединение к газораспределительной сети распределительного газопровода АО "Газпром газораспределение Петрозаводск".

| | | | | | |
|----------------------------------|-----------|------|--|--|---------|
| | | | 590.2.2017-ТКР1.ГЧ | | |
| | | | Газопровод межселовый ГРС Икала - г.Лахденпохья - п.Раухала - п.Мийтола Лахденпохского района Республики Карелия | | |
| И.Изм | Кол.ч | Лист | № Док | Подпись | Дата |
| Разработал | Федоров | | | | 03.2020 |
| Проверил | Соловьев | | | | 03.2020 |
| И.контроль | Чеснокова | | | | 03.2020 |
| Наружный газопровод | | | | Стация | Лист |
| | | | | П | 161 |
| Гидравлическая схема газопровода | | | |  Формат А3х3 | |

Согласовано
Изм. №1044
110489
Лист 1 из 1
Взам.инв.№
Лист 1 из 1
Лист 1 из 1
Лист 1 из 1