



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Свидетельство № 0002-2012-6315200011-07 от 7 декабря 2012 г.

**Заказчик – ООО «ЗН Север»**

**ГПЭС на площадке ВПСН 148 км**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 6. Технологические решения**

**Часть 1. Технологические решения**

**1559-П-ТР1**

**Том 6.1**



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Свидетельство № 0002-2012-6315200011-07 от 7 декабря 2012 г.

**Заказчик – ООО «ЗН Север»**

**ГПЭС на площадке ВПСН 148 км**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 6. Технологические решения**

**Часть 1. Технологические решения**

**1559-П-ТР1**

**Том 6.1**



Главный инженер



Главный инженер проекта

Н.П. Попов

Г.Б. Терехин







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

Обозначение	Наименование	Примечание
1559-П-ТР1-С	Содержание тома 6.1	
1559-П-ТР1-ТХ	Часть 1. Технологические решения. Текстовая часть	
1559-П-ТХ-0001	Схема принципиальная технологическая промежуточной НПС в районе площадки ВПСН 148 км	
1559-П-ТХ-0002	План межплощадочных трубопроводов на промежуточной НПС в районе площадки ВПСН 148 км	
1559-П-ТХ-0003	План электрообогрева межплощадочных газопроводов на промежуточной НПС в районе площадки ВПСН 148 км	
1559-П-ТХ-0004	Виды А, Б, В	

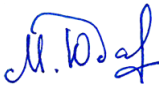



Взам. инв. №	Подпись и дата							<b>1559-П-ТР1-С</b>  Содержание тома 6.1									
											Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия
Разраб.	Аглиуллин																
Инд. № подл.	Н.контр.										Поликашина		27.04.23	 <b>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ</b>			

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

От Технологического отдела по сбору и транспорту нефти и газа:

Начальник отдела		С.А. Силин
Главный специалист		В.И. Липатов
Заведующий группой		Е.В.Галкина
Заведующий группой		Н.С. Маркелова
Ведущий инженер		Р.Б. Аглиуллин
Ведущий инженер		Л.В. Шабалкина

От отдела металлоконструкций и прочностных расчетов:

Начальник отдела		М.А. Юдаков
Главный специалист		М.А. Федотенко
Заведующий группой		А.В. Елуферьев
Инженер 1 категории		Д.В. Щербакова
Нормоконтролер		Е.В. Поликашина

## СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ .....	1-4
1.1 Исходные данные .....	1-4
1.2 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА .....	1-4
1.3 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ СООРУЖЕНИЙ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	1-6
1.3.1 Многолетнемерзлые грунты .....	1-6
1.3.2 Сезонное пучение .....	1-6
1.3.3 Термокарст .....	1-7
1.3.4 Заболачивание .....	1-7
1.4 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ В ЦЕЛОМ .....	1-7
1.4.1 Трубопроводная арматура .....	1-7
1.4.2 Трубопровод топливного газа .....	1-8
1.4.3 Испытания трубопроводов и контроль сварных швов .....	1-8
1.4.4 Переходы через естественные и искусственные преграды .....	1-9
1.4.5 Защита от коррозии .....	1-9
1.5 ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА .....	1-9
1.6 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД .....	1-12
1.7 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ .....	1-12
1.8 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ .....	1-12
1.9 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ .....	1-12
1.10 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА КС-6 ХАРЬЯГА УГПЗ ООО ХАРЬЯГА-КОМИ ДО Т.В. ЛУКОЙЛ И ДАЛЕЕ ДО ПЕЧЕЙ И ГПЭС .....	1-13
1.11 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ .....	1-23
1.12 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ .....	1-23
1.13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ .....	1-23
1.14 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ .....	1-24
1.15 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА .....	1-25
1.16 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФАКТОРОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ И ТРУДОВОГО ПРОЦЕССА НА СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ РАБОТНИКА .....	1-25
1.17 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ .....	1-27
1.18 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ .....	1-28
1.19 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....	1-28
1.20 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ .....	1-28
1.21 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ .....	1-29
1.22 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ .....	1-29
1.23 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ .....	1-30
1.24 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СТАТЬЕЙ 8 ФЗ «О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ» .....	1-30

2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ .....	2-1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ .....	2-1
2.2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	2-1
2.2.1 Трубопроводы .....	2-1
2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА .....	2-1
2.4 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ.....	2-1
2.4.1 Трубы.....	2-1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы .....	2-2
2.4.3 Крепежные детали.....	2-3
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура .....	2-3
2.4.5 Опоры трубопроводов.....	2-3
2.5 РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБ .....	2-3
2.5.1 Исходные данные .....	2-3
2.5.2 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов.....	2-4
2.5.3 Выборка типоразмера труб .....	2-5
2.6 МОНТАЖ И СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ .....	2-5
ПРИЛОЖЕНИЕ А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ .....	А-1
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ И МАТЕРИАЛОВ.....	Б-1
ПРИЛОЖЕНИЕ В. ПИСЬМО ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 30.03.23 №01-1316-ЛК/23 .....	В-1

## 1 Технологические решения

### 1.1 Исходные данные

В разработке настоящего раздела основных проектных решений в качестве исходных данных были использованы следующие документы:

- Задание на проектирование по объекту: «ГПЭС на площадке ВПСН 148 км»;
- Материалы инженерных изысканий, выполненных АО «Гипровостокнефть»;
- Письмо ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ» от 30.03.23 №01-1316-ЛК/23.

Проектные технические решения раздела разработаны с учетом положений и требований законодательных актов РФ и основных нормативно-технических документов, представленных в Приложении А.

### 1.2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрологических и климатических условиях участка

В административном отношении район работ расположен на территории Усинского района Республики Коми, на землях: СПК «Путь Ильича», ООО «Колва», лицензионный участок ООО «Лукойл – Коми».

Район работ малообжитой. На территории отсутствуют населенные пункты и постоянно проживающее население.

Ближайший населенный пункт – г. Усинск, который находится в 100-150 км к югу от района строительства – крупный центр нефтедобывающего района с широко развитой промышленной и социальной инфраструктурой. Город связан железнодорожной веткой Усинск-Сыня с Северной железной дорогой, имеется современный аэропорт и речной порт на р. Уса.

Доставка грузов на площадки из г. Усинска может осуществляться автотранспортом по автодороге круглогодичного действия Усинск-Харьяга.

Вся поверхность сильно расчленена ручьями и ложбинами стока, глубина расчленения около 10-30 м.

Район расположения реконструируемых сооружений на межпромысловом нефтепроводе ДНС «Мусюршорская» – ПСН «Головные» занимает участок левобережной части бассейна среднего-нижнего течения р. Колва, включая бассейны ее левых притоков – р. Пальник-Шор, Безымянный 1. Обследованные участки расположены на юге центральной части Большеземельской тундры, между 66°08' и 67°00' с.ш.

Рельеф в районе площадки ВПСН на 148 км (временный пункт сбора нефти), в пределах Большеземельской тундры, представлен сочетанием низменной плоской слабодренированной озерно-ледниковой равнины с участками слабоволнистых моренных равнин. Здесь представлены также участки болотных аккумулятивных равнин с болотами верховыми и переходными, бугристыми и грядово-мочажинными, с термокарстовыми озерами. Абсолютные отметки поверхности в районе площадки ВПСН изменяются от 107 до 112 м.

В районе НПС на 64 км трассы нефтепровода выражен рельеф волнистой, местами – холмисто-увалистой моренной равнины в сочетании с участками низменных озерно-аллювиальных равнин. Абсолютные отметки поверхности в районе площадки НПС на 64 км изменяются от 81,55 до 83,37 м.

Климат рассматриваемого района определяется его высокоширотным положением (севернее 66° с. ш.), особенностями атмосферной циркуляции и низких значений радиационного баланса (21 ккал/см<sup>2</sup> год), а также характером подстилающей поверхности тундры и близостью Баренцева моря.

Все эти факторы формируют суровый климат с продолжительной холодной зимой, коротким летом, слабо выраженными переходными сезонами, значительной облачностью, метелями и туманами.

Для составления климатической характеристики использованы многолетние данные по ближайшим к району работ метеостанциям (м/ст) Хорей – Вер и Усть-Уса.

Территория района работ относится к I Г климатической зоне (согласно СП 131.13330.2018 Строительная климатология).

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 5,0 °С м/ст Хорей-Вер) - минус 3,2 (м/ст Усть-Уса), самые холодные месяцы январь – февраль со средними температурами минус 18,4 – минус 18,7 °С. Абсолютный минимум температуры воздуха составил минус 53 °С - м/ст. Усть-Уса, минус 52 °С - м/ст. Хорей-Вер.

В самом теплом месяце (июле) средняя температура воздуха изменяется от плюс 12,1 до плюс 14,1 °С. Абсолютный максимум температуры воздуха за период наблюдений составил плюс 33 °С.

Расчетная температура наиболее холодной пятидневки по м/ст. Усть-Уса обеспеченностью 0,98 составляет – минус 43 °С, обеспеченностью 0,92 - минус 42 °С, наиболее холодных суток соответственно - минус 47 и минус 44 °С.

Промерзание почвогрунтов начинается в конце октября – начале ноября; полное оттаивание – в третьей декаде мая.

Северный климатический район находится в зоне избыточного увлажнения. Средние многолетние годовые суммы осадков составляют от 495 до 555 мм. Наибольшие месячные суммы осадков приходятся на июнь-октябрь, наименьшие – на январь-март. В течение года осадки выпадают неравномерно. Основная их часть 68-70 % приходится на теплый период года (апрель-октябрь) и 32-30 % на зимний период (ноябрь-март).

Жидких осадков за год выпадает около 50-60 %, твердых – 25-30 %, смешанных (мокрый снег, снег с дождем) – 10-15 %.

Число дней в году со снежным покровом 170-220. Снежный покров появляется, в среднем, в начале октября, устойчивым он становится во второй декаде октября и сохраняется до конца мая.

Наиболее ранние даты его разрушения отмечаются в конце второй декады апреля, наиболее поздние - в середине мая. Средняя дата схода - конец мая - начало июня. Максимальной высоты снеговой покров достигает обычно в конце марта (в среднем - 37 – 61 см, максимум - 97 см).

По снеговым нагрузкам исследуемая территория относится к V району. Нормативное значение снеговой нагрузки – 3,2 кПа.

Относительная влажность воздуха в течение всего года удерживается высокой, однако, можно выделить максимум с ноября по апрель - 81 - 89 %. Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 82 %, средняя месячная относительная влажность наиболее теплого месяца- 71%, наиболее холодного -85%.

В течение года преобладают ветра со скоростью 4-8 м/с. Среднегодовая скорость ветра по м/ст. Усть-Уса равна 4,5 м/с, по м/ст. Хорей-Вер – 5,2 м/с; наибольшие средние месячные скорости ветра (5,4-6,1 м/с) отмечены с декабря по май.

По данным Архангельского ЦГМСР скорость ветра на уровне 10 м, возможная один раз в 25 лет, по метеостанции Хорей-Вер составляет 25 м/с.

Направление ветра имеет четко выраженный сезонный характер - зимой преобладают ветры южных и юго-западных направлений, летом – северных, северо-восточных и восточных.

По ветровым нагрузкам (ветровому давлению) территория расположения площадок относится ко II району. Нормативное значение ветрового давления 0,3 кПа (II район).

Из неблагоприятных атмосферных явлений в районе работ отмечаются туманы, грозы, метели и град.

Туманы наиболее часты осенью. Среднее число дней с туманом по м/ст. Усть-Уса - 34, наибольшее - 47. Средняя продолжительность тумана в день с туманом около 4 часов.

Наибольшее развитие метелей происходит при прохождении атмосферных фронтов, преимущественно теплых. В среднем за год отмечается 64 дня с метелью, наибольшее – 98 (по



м/ст. Усть-Уса). Чаще всего метели наблюдаются в январе-феврале при южных, юго-западных и юго-восточных ветрах.

В среднем за год отмечается 12 дней с грозой, максимум достигает 24 дня (по м/ст. Усть-Уса).

Среднее число дней с градом в районе в год 0,3 – 0,5, наибольшее - 2 дня. Продолжительность выпадения града обычно незначительна – 5-10 минут.

По толщине стенки гололеда территория относится ко II району. Нормативная толщина стенки гололеда для проводов диаметром до 10 мм с высотой подвески 10 м один раз в пять лет составляет 5 мм.

### **1.3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, представляемого для размещения сооружений обустройства месторождения**

#### **1.3.1 Многолетнемерзлые грунты**

Исследуемый район частично (район площадки ВПСН) располагается в области распространения многолетнемерзлых пород (ММП).

Для территории в целом характерны значительные изменения геокриологических условий, как в широтном, так и в меридиональном направлении. В пределах района работ выделяют две геокриологические подзоны распространения мерзлых пород:

- массивно-островная;
- островная.

Температура пород носит безградиентный характер, ее значения изменяются в пределах от минус 0,4 до минус 0,6 °С.

По условиям промерзания многолетнемерзлые породы подразделяются на синкриогенные и эпикриогенные.

#### **1.3.2 Сезонное пучение**

На исследуемой территории развит как сезонноталый (СТС), так и сезонномерзлый (СМС) слой.

Формирование СТС приурочено к участкам ММП, СМС – к участкам, где ММП отсутствуют. В целом отмечается преимущественное распространение СТС. Глубина СТС СМС зависит от литолого-влажностных характеристик грунта и местных условий, таких, как толщина снежного покрова, характеристики растительности и т.п.

Минимальные глубины СТС-СМС характерны для торфяных и торфяно-суглинистых грунтов. Они обычно не превышают 0,5 м, в отдельных случаях (для СМС) достигая 1,0 м.

В суглинистых грунтах глубина СТС-СМС меняется в основном от 0,5 до 1,5 м, и в значительной степени зависит от характера растительности. На участках с мощными сухими мхами она составляет 0,5-1,0 м, при маломощном разреженном моховом покрове – 1,0-1,5 м. Глубина СМС определяется характером мезорельефа и составляет на тундровых участках с более расчлененным рельефом 0,5-1,0 м, на менее расчлененных – 0,7-1,2 м. В локальных понижениях СМС меняется от первых десятков сантиметров до 1,0 м. Самый широкий диапазон изменения мощности СМС характерен для пологих склонов долин рек (0,5-1,5 м).

Максимальные глубины СТС-СМС фиксируются в песчаных и песчано-суглинистых грунтах. В основном они составляют около 1,5 м, в отдельных случаях достигая 2,0 м.

Сезонное промерзание начинается в октябре и продолжается до марта. Сезонное протаивание почвы начинается после схода снежного покрова или же, в случае развития мощных моховых покровов, через 10-20 суток после его схода, и к сентябрю заканчивается.

На площадке ВПСН грунты по степени морозной пучинистости, согласно ГОСТ 25100-2020, глины полутвердые (ИГЭ-2) характеризуются как слабопучинистые, глины тугопластичные (ИГЭ 3) – среднепучинистые.

Коррозионная агрессивность грунтов от средней до высокой, удельное электрическое сопротивление изменяется от 6,0 до 22,0 Ом\*м.

– для мерзлых грунтов: мохово-растительный слой, торф – 5а; суглинки без включений-5б; глины и суглинки с включением гравия и гальки, дресвы и щебня до 20 %-5в; глины и суглинки с включением гравия и гальки, дресвы и щебня свыше 20 %-5г;

– для талых грунтов: глины полутвердые-8г; глины тугопластичные-8а; глины тугопластичные с включением гравия и гальки до 10 % -8б; суглинки тугопластичные с включениями до 10 % - 35в, суглинки тугопластичные с включениями до 30 % - 35г; суглинки мягкопластичные с включением и прослоями гравия и гальки - 35в.

### **1.3.3 Термокарст**

Локальное заболачивание (образование небольших мочажин) приурочено к понижениям торфяника. Обусловлено близостью водоупора (ММП), льдистостью торфов, их низкими фильтрационными свойствами и крайне низкой испаряемостью. Площадное заболачивание связано с зонами площадных и линейных техногенных нарушений.

### **1.3.4 Заболачивание**

Заболачивание является площадным и сопровождается торфообразованием. Развитие процесса наблюдается в пределах обширных озёрно-аллювиальных котловин как заключительный процесс существования обширных бассейнов верхнего плейстоцена, сохранившихся в настоящее время в виде остаточных водоёмов. Торфяники, сформировавшиеся в этот период, в настоящее время интенсивно перерабатываются криогенными процессами.

## **1.4 Характеристика принятой технологической схемы в целом**

Согласно задания на проектирование на площадке ВПСН предусматривается установка двух блочных газопоршневых электростанций (ГПЭС) и одной дизельной электростанции (ДЭС). Подробное описание приведено в томе 5.1 «Система электроснабжения».

В качестве топлива для ГПЭС используется попутный газ, который подается по газопроводу DN100 поступающий на НПС из межпромыслового газопровода ООО «Лукойл – Коми», по проекту 1344 «Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН «Головные». Топливный газ из данного трубопровода на площадке ВПСН используется для питания печей подогрева нефти. Газ поступает сначала на площадку системы измерения количества газа (СИКГ), а затем на площадку печей подогрева нефти. Проектной документацией предусматривается врезка в трубопровод топливного газа к печам подогрева после узла учета и прокладка до площадки установки ГПЭС.

### **1.4.1 Трубопроводная арматура**

В местах врезки проектируемого топливного трубопровода предусматривается отключающая арматура.

Конструкция отключающей арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу А по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов». Отключающая арматура должна соответствовать климатическому исполнению УХЛ1 и техническим параметрам трубопровода, на котором она установлена.

В качестве запорной арматуры предусматриваются задвижки с ручным приводом. Данная арматура фланцевая. Арматура предусматривается в теплоизоляции. Толщина теплоизоляции составляет 100 мм. В качестве теплоизоляции используются

теплоизоляционные материалы из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 23208-2022.

#### 1.4.2 Трубопровод топливного газа

Проектируемый трубопровод топливного газа относится к технологическим трубопроводам в соответствии с ГОСТ 32569-2013. Для строительства принята стальная бесшовная труба 89x5, 57x5 марки стали 09Г2С класса прочности К48 по ГОСТ 8732-78\ГОСТ 8731-74.

Транспортируемая среда – попутный газ. Срок эксплуатации проектируемого трубопровода – 20 лет.

Трубопровод прокладываются надземно на существующих эстакадах совместно с существующими трубопроводами.

Трубопровод предусматривается в теплоизоляции толщиной 100 мм. В качестве теплоизоляции используются полуцилиндры теплоизоляционные по ГОСТ 23208-2022 из минеральной ваты на синтетическом связующем. Для изготовления цилиндров используется минеральная вата по ГОСТ 4640-2011, которая относится к группе несгораемых материалов. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

Для исключения обмерзания трубопровода топливного газа и выпадения жидкой фазы предусматривается электрообогрев саморегулирующими нагревательными кабелями.

#### 1.4.3 Испытания трубопроводов и контроль сварных швов

После окончания сварочно-монтажных работ, термообработки сварных соединений, трубопроводы, до ввода их в эксплуатацию, подвергаются очистке полости, испытанию на прочность, плотность и проверке на герметичность. Очистку трубопровода и испытания осуществляют по специальной инструкции, отражающей местные условия работ.

Все работы по очистке полости трубопроводов, испытанию на прочность и проверке на герметичность проводят согласно рекомендациям, приведённым в п. 13.1, 13.2.1, 13.2.6 ГОСТ 32569-2013.

Испытание на прочность и плотность проводится гидравлическим способом.

Перед испытанием производится контроль сварных соединений. Объем контроля сварных соединений, величина испытательного давления и условия испытания для технологических трубопроводов пункта подогрева нефти приведены в таблице 1.1. При гидравлическом испытании и температуре окружающей среды ниже 0°С необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить опорожнение трубопроводов после испытания.

Дополнительное испытание на герметичность проводится пневматическим способом. Величина испытательного давления на герметичность должна соответствовать рабочему давлению.

**Таблица 1.1 - Испытания технологических трубопроводов и объем контроля сварных швов.**

Наименование участка трубопровода	Группа и категория трубопровода по ГОСТ 32569-2013	Расчетное/рабочее, МПа	Давление испытания, МПа		Объем контроля сварных швов радиографическим методом, %
			на прочность	на плотность и герметичность	
Трубопровод топливного газа	А(б), II	1,6/0,9	1,43P <sub>расч</sub> =2,29	1,6	10

Наименование участка трубопровода	Группа и категория трубопровода по ГОСТ 32569-2013	Расчетное/рабочее, МПа	Давление испытания, МПа		Объем контроля сварных швов радиографическим методом, %
			на прочность	на плотность и герметичность	
<p><b>Примечания</b></p> <p>1. Продолжительность испытаний осуществить в соответствии с п.п. 13.1, 13.2.1, 13.2.6 ГОСТ 32569-2013. При испытании на прочность испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 10 минут, после чего его снижают до расчетного, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность). По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до расчетного и вторично тщательно осматривают трубопровод. Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.</p> <p>2. Испытание на герметичность проводить гидравлическим способом. Величина испытательного давления на герметичность должна соответствовать расчетному давлению трубопровода.</p>					

#### 1.4.4 Переходы через естественные и искусственные преграды

Трасса топливного трубопровода пересекает внутриплощадочную автодорогу.

Переход трубопровода через автодорогу предусматривается надземно по существующей эстакаде совместно с существующим трубопроводом. Высота эстакады трубопроводов от верха покрытия внутриплощадочных автодорог до низа строительных конструкций составляет не менее 5 м.

#### 1.4.5 Защита от коррозии

Защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации.

Покрытия для антикоррозионной защиты наружной поверхности трубопроводов представляют собой комплексные системы покрытий, состоящие из 2 - 4 слоев лакокрасочных материалов (ЛКМ) различных классов: эпоксидных, полиуретановых и других.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопровода топливного газа, арматуры с теплоизоляцией применяется эпоксидное покрытие поверх грунтовки – два слоя общей толщиной 200 мкм. Окраска трубопроводов производится перед монтажом теплоизоляции.

Срок службы покрытия должен составлять не менее 10 лет с учетом характеристик транспортируемой среды.

#### 1.5 Требования к организации производства

Организацией производства является комплекс мероприятий по эффективному сочетанию трудовых процессов с материальными элементами производства, осуществляемый в конкретных социально-экономических условиях в целях производства продукции с установленными качественными показателями при рациональном использовании ресурсов.

Ее основная задача - обеспечить наиболее рациональное соединение и использование во времени (производственная структура предприятия), с одной стороны, живого труда (рабочей силы), с другой - орудий и предметов труда.

На каждом предприятии организация производства зависит от особенностей отрасли, вида выпускаемой продукции, степени общественного разделения труда и состоит из следующих основных направлений:

- создание рациональной производственной структуры внутри предприятия и организация основных производственных процессов (состав и номенклатура цехов, служб и подразделений, степень их специализации), а также вопросы, связанные непосредственно с регламентом работы цехов и участков и обеспечения бесперебойного хода производственного процесса;
- техническое обслуживание производства - квалифицированное обслуживание основного производства, обеспечивающее ритмичный выпуск высококачественной продукции;
- управление производством.

В основу разработки организационной структуры и численности положены анализ проектируемых количества и состава технологических сооружений, а также нормативы определения численности обслуживающего персонала с учетом автоматизации производственного процесса.

Работа НПС предусмотрена с постоянным присутствием персонала, с размещением в операторной. Для проживания персонала предусмотрен вахтовый поселок около НПС.

При проектировании организации и оснащении рабочих мест в период пуско-наладочных работ были использованы материалы проектов-аналогов, показатели которых соответствовали прогрессивным технологическим, организационным, санитарно-гигиеническим и другим нормативам.

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ. Оснастка рабочих мест обеспечивает:

- удобный доступ к рабочему месту;
- соответствие функциональному назначению;
- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».

Организация рабочего места, конструкция органов контроля и управления производится с учетом антропометрических, сенсомоторных, биомеханических и психофизиологических характеристик человека при соблюдении требований и удобного доступа к органам управления в соответствии с ГОСТ 12.2.064-81 «ССБТ. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.4.040-78 «ССБТ. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения».

На уровне созданного производственного подразделения реализована автоматизированная система управления технологическими процессами на всех подключаемых к системе объектах и сооружениях.

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

- досягаемость - рациональная планировка рабочего места предполагает такое размещение всех технических средств и рабочих материалов, которое позволяет работать без лишних движений, приводящих к утомлению и лишним затратам времени;
- обзорность;
- изолированность;
- достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения при эксплуатации машин и механизмов;

- достаточные физические, зрительные и слуховые связи между персоналом и оборудованием;
- оптимальное размещение оборудования, главным образом средств отображения информации и органов управления, благодаря которому обеспечивается удобное положение человека при работе;
- четкое обозначение органов управления, элементов системы обозначения информации, других элементов оборудования, которые нужно находить опознавать, и которыми работник должен манипулировать;
- необходимое естественное и искусственное освещение для выполнения оперативных задач и технического обслуживания оборудования;
- обеспечение комфорта в производственных помещениях (температурный режим, допустимый уровень акустических шумов, создаваемых оборудованием рабочего места);
- наличие необходимых инструкций и предупредительных знаков, предостерегающих об опасности и указывающих на необходимые меры предосторожности при работе.

Рабочие места обеспечены всеми видами энергии (теплом, электроэнергией, питьевой водой и др.). Персонал обеспечивается коммунальными и бытовыми услугами.

Доставка рабочих смен к месту работы от мест проживания предусмотрена вахтовым транспортом.

Рациональное чередование работы с перерывами на отдых способствует оптимизации напряженности трудовой деятельности. Рациональные режимы труда и отдыха устанавливаются с учетом сменности и длительности рабочих смен, перерывов на обед и с учетом специфики работы на промысле. Время предоставления перерыва и его конкретная продолжительность устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка по соглашению между работодателем и работниками в соответствии с главой 18 статьей 108 Трудового Кодекса РФ.

Применение прогрессивных технологий, технологическое автоматизированное оборудование, которым оснащаются проектируемые объекты промежуточных НПС, требует высокого профессионализма рабочих и служащих, и своевременной опережающей подготовки рабочих кадров. Обучение смежным профессиям и периодическое повышение квалификации будут осуществляться непосредственно на предприятии, в предусмотренных для этого помещениях, т. к. эта форма обучения является преобладающей. Также возможна подготовка работников по смежным профессиям из числа лиц, имеющих необходимую общетеоретическую подготовку и опыт работы по родственным и смежным специальностям.

Возраст, пол и состояние здоровья лиц, принимаемых для обучения на производстве, должны соответствовать действующему трудовому законодательству. Обучение обслуживающего персонала опасных производственных объектов осуществляется организациями, имеющими специальное разрешение (ГОСТ 12.0.004-2015).

В соответствии с местоположением НПС, набор кадров для эксплуатации этой системы предполагается производить в ближайших населенных пунктах, в которых имеется избыток трудовых ресурсов и сложились условия для проживания и обслуживания населения.

Источниками квалифицированных кадров для комплектования персонала могут быть высшие и средние специальные заведения, а также функционирующие предприятия отрасли, на которых проводятся (или ранее проведены) сокращения кадров.

Рациональная организация производства является обязательным условием эффективной работы комплекса добычи и транспорта нефти и газа, поскольку создает благоприятные возможности для высокопроизводительной работы трудового коллектива, выпуска продукции хорошего качества, полного использования всех ресурсов предприятия, всестороннего развития личности в процессе труда. Организация производства – это вид деятельности, осуществляемый на всех уровнях иерархии управления – в отрасли в регионе, на предприятии.

## **1.6 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд**

Проектируемые ГПЭС также используют попутный газ в качестве топлива в количестве 292 м<sup>3</sup>/ч (на одну станцию).

Проектируемая дизельная электростанция использует дизельное топливо, пополнение расходного бака осуществляется из привозных бочек, расход топлива на дизельной станции составляет 261 л/ч. Более подробно описание проектируемого оборудования приведено в томе 5.1 «Система электроснабжения».

## **1.7 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов**

Для замера количества природного газа, поступающего на НПС в качестве газового топлива от ООО «Лукойл-Коми», предусмотрена система измерения количества газа (СИКГ) по проекту 1344 «Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН «Головные».

СИКГ установлена надземно, на открытой площадке на свайном основании со средней высотой 1,5 м. В состав СИКГ входят: блок измерительных линий, система сбора, обработки информации и управления. Блок измерительных линий включает входной и выходной коллектора, рабочую линию, резервную линию, байпасную линию, трубопровод сброса газа на свечу и дренажные трубопроводы. СИКГ обеспечивает автоматическое измерение мгновенного объемного расхода газа в каждой измерительной линии, измерение температуры газа, измерение давления газа по месту и с выводом значений в операторную, автоматическое определение (вычисление) отдельно по каждой линии расхода и количества газа, приведенного к стандартным условиям.

Дренаж измерительных линий СИКГ предусматривается в передвижную технику.

Учет количества газа, поступающего на проектируемые ГПЭС предусмотрен в узле измерения расхода газа перед узлом редуцирования на площадке ГПЭС. Более подробно описание проектируемого узла измерения приведено в томе 5.1 «Система электроснабжения».

## **1.8 Описание источников поступления сырья**

Источники сырья и материалов:

- в качестве газового топлива для печей подогрева нефти и ГПЭС используется попутный нефтяной газ, отбираемый из межпромыслового газопровода ООО «Лукойл – Коми»;
- в качестве жидкого топлива для ДЭС используется дизельное топливо из емкости для хранения дизельного топлива, расположенной на НПС;
- источником электроснабжения являются проектируемые ГПЭС и дизельная электростанция и существующие линии ВЛ.

## **1.9 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции**

По проектируемому трубопроводу производится транспортировка от точки врезки до ГПЭС попутного газа, используемого в качестве топлива. Газ соответствует ГОСТ 5542-2014.

В таблице 1.2 приведены физико-химические свойства попутного газа, который используется в качестве топлива для печей подогрева нефти на промежуточной НПС в районе площадки ВПСН.

**Таблица 1.2** - Физико-химические свойства попутного нефтяного газа, поступающего на печи подогрева нефти на промежуточной НПС в районе площадки ВПСН

Наименование показателя	Значение показателя
Назначение	Газовое топливо для печей нагрева нефти
Плотность газа хроматографическая, г/см <sup>3</sup>	0,973
Теплота сгорания газа низшая, ккал/м <sup>3</sup>	10300
Массовая концентрация меркаптановой серы, не более, г/м <sup>3</sup>	0,008
Влажность газа, г/м <sup>3</sup>	2,66
Характеристика рабочей среды: – категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 31610.20-1-2020; – класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88	ПА-Т1  IV

### **1.10 Гидравлический расчет трубопровода КС-6 Харьяга УГПЗ ООО Харьяга-Коми до т.в. Лукойл и далее до печей и ГПЭС.**

На основании исходных данных был выполнен гидравлический расчет трубопровода от КС-6 Харьяга УГПЗ ООО «Харьяга-Коми» до т.в. Лукойл и далее до печей и ГПЭС.

Исходные данные, используемые при теплогидравлическом расчете нефтепровода:

- трубопровод от КС-6 Харьяга УГПЗ ООО «Харьяга-Коми» до т.в. Лукойл DN 500 (530x8), длиной 23,46 км;
- трубопровод от т.в. Лукойл до КУУГ DN 100, длиной 220 м;
- трубопровод от КУУГ до разветвления на печи и ГПЭС DN 50, длиной 70 м;
- трубопровод от разветвления до ГПЭС DN 80, длиной 210 м;
- трубопровод от разветвления до печей DN 50, длиной 90 м;
- максимальная производительность на выходе с КС-6 Харьяга УГПЗ ООО «Харьяга-Коми» составляет 207,7 млн.м<sup>3</sup>/год;
- расход на печи составляет 462 кг/час;
- расход на 1 ГПЭС составляет 307 кг/час, а на 2 ГПЭС 614 кг/час;
- температура на выходе с КС-6 Харьяга УГПЗ ООО «Харьяга-Коми» составляет 5 – 25 °С;
- рабочее давление на выходе с КС-6 Харьяга УГПЗ ООО «Харьяга-Коми» составляет 1,2 – 1,4 МПа (изб);
- прокладка трубопровода от КС-6 Харьяга УГПЗ ООО «Харьяга-Коми» до т.в. Лукойл надземная/подземная, без применения теплоизоляции и электрообогрева
- температура воздуха минус 40°С;
- прокладка трубопровода от т.в. Лукойл до КУУГ и далее надземно с применением электрообогрева и теплоизоляции (толщина теплоизоляции принята 100 мм);
- компонентный мольный состав газа представлен в таблице 1.3.



**Таблица 1.3 - Компонентный мольный состав газа**

Компоненты	Состав, % мольный
Углекислый газ	0,99
Азот	5,41
Метан	67,454
Этан	14,0
Пропан	8,3
И-бутан	0,78
Н-бутан	2,4
И-пентан	0,259
Н- пентан	0,359
Гексан	0,022
кислород	0,026
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	0,958

Результаты гидравлического расчета трубопровода КС-6 Харьяга УГПЗ ООО «Харьяга-Коми» до т.в. Лукойл и далее до печей и ГПЭС на производительность 207,7 млн.м<sup>3</sup>/год от КС-6 Харьяга УГПЗ ООО «Харьяга-Коми» и в зависимости от температуры и давления на выходе КС-6 Харьяга, а также количества использования ГПЭС представлен в таблицах 1.4-1.12.

**Таблица 1.4- Результаты гидравлического расчета на производительность 207,7 млн.м<sup>3</sup>/год и с установкой 1 ГПЭС (температура на выходе КС-6 Харьяга УГПЗ 5,0 °С и давлением 1,2 МПа (изб))**

Наименование участков трубопровода	DN, мм	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
КС-6 Харьяга УГПЗ ООО Харьяга-Коми - до т.в. Лукойл	500	10000	1,2	1,183	5,0	-40,0	1,8	волновой	22714
т.в. Лукойл - до КУУГ	100	220	1,183	1,182	-40,0	-38,2	1,63	волновой	769
от КУУГ - до точки разветвления	50	70	1,182	1,172	-38,2	-38,0	6,9	дисперсный	769
до точки разветвления - печи	50	90	1,172	1,164	-38,0	-37,5	4,97	дисперсный	462
до точки разветвления - ГПЭС	80	210	1,172	1,171	-38,0	-34,5	1,21	дисперсный	307

**Таблица 1.5- Результаты гидравлического расчета на производительность 207,7 млн.м<sup>3</sup>/год и с установкой 1 ГПЭС (температура на выходе КС-6 Харьяга УГПЗ 5,0 °С и давлением 1,4 МПа (изб))**

Наименование участков трубопровода	DN, мм	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
КС-6 Харьяга УГПЗ ООО Харьяга-Коми - до т.в. Лукойл	500	10000	1,4	1,385	5,0	-40,0	1,48	волновой	22714
т.в. Лукойл - до КУУГ	100	220	1,385	1,385	-40,0	-38,2	1,35	волновой	769
от КУУГ - до точки разветвления	50	70	1,385	1,376	-38,2	-37,9	5,69	дисперсный	769
до точки разветвления - печи	50	90	1,376	1,369	-37,9	-37,2	4,11	дисперсный	462
до точки разветвления - ГПЭС	80	210	1,376	1,375	-37,9	-34,4	1,00	дисперсный	307

**Таблица 1.6- Результаты гидравлического расчета на производительность 207,7 млн.м<sup>3</sup>/год и с установкой 2 ГПЭС (температура на выходе КС-6 Харьяга УГПЗ 5,0 °С и давлением 1,2 МПа (изб))**

Наименование участков трубопровода	DN, мм	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
КС-6 Харьяга УГПЗ ООО Харьяга-Коми - до т.в. Лукойл	500	10000	1,2	1,183	5,0	-40,0	1,8	волновой	22714
т.в. Лукойл - до КУУГ	100	220	1,183	1,181	-40,0	-38,2	1,63	волновой	1076
от КУУГ - до точки разветвления	50	70	1,181	1,161	-38,2	-38,0	6,9	дисперсный	1076
до точки разветвления - печи	50	90	1,161	1,153	-38,0	-37,5	4,97	дисперсный	462
до точки разветвления - ГПЭС	80	210	1,161	1,159	-38,0	-34,5	1,21	дисперсный	614

**Таблица 1.7- Результаты гидравлического расчета на производительность 207,7 млн.м<sup>3</sup>/год и с установкой 2 ГПЭС (температура на выходе КС-6 Харьяга УГПЗ 5,0 °С и давлением 1,4 МПа (изб))**

Наименование участков трубопровода	DN, мм	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
КС-6 Харьяга УГПЗ ООО Харьяга-Коми - до т.в. Лукойл	500	10000	1,4	1,385	5,0	-40,0	1,48	волновой	22714
т.в. Лукойл - до КУУГ	100	220	1,385	1,384	-40,0	-38,7	1,88	волновой	1076
от КУУГ - до точки разветвления	50	70	1,384	1,367	-38,7	-38,6	7,98	дисперсный	1076
до точки разветвления - печи	50	90	1,367	1,36	-38,6	-37,9	4,11	дисперсный	462
до точки разветвления - ГПЭС	80	210	1,367	1,365	-38,6	-36,8	1,98	дисперсный	614

**Таблица 1.8- Результаты гидравлического расчета на производительность 207,7 млн.м<sup>3</sup>/год и с установкой 1 ГПЭС (температура на выходе КС-6 Харьяга УГПЗ 25,0 °С и давлением 1,2 МПа (изб))**

Наименование участков трубопровода	DN, мм	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
КС-6 Харьяга УГПЗ ООО Харьяга-Коми - до т.в. Лукойл	500	10000	1,2	1,183	25,0	-40,0	1,8	волновой	22714
т.в. Лукойл - до КУУГ	100	220	1,183	1,182	-40,0	-38,2	1,63	волновой	769
от КУУГ - до точки разветвления	50	70	1,182	1,172	-38,2	-38,0	6,9	дисперсный	769
до точки разветвления - печи	50	90	1,172	1,164	-38,0	-37,5	4,97	дисперсный	462
до точки разветвления - ГПЭС	80	210	1,172	1,171	-38,0	-34,5	1,21	дисперсный	307

**Таблица 1.9- Результаты гидравлического расчета на производительность 207,7 млн.м<sup>3</sup>/год и с установкой 1 ГПЭС (темпеатура на выходе КС-6 Харьяга УГПЗ 25,0 °С и давлением 1,4 МПа (изб))**

Наименование участков трубопровода	DN, мм	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
КС-6 Харьяга УГПЗ ООО Харьяга-Коми - до т.в. Лукойл	500	10000	1,4	1,385	25,0	-40,0	1,48	волновой	22714
т.в. Лукойл - до КУУГ	100	220	1,385	1,385	-40,0	-38,2	1,35	волновой	769
от КУУГ - до точки разветвления	50	70	1,385	1,376	-38,2	-37,9	5,69	дисперсный	769
до точки разветвления - печи	50	90	1,376	1,369	-37,9	-37,2	4,11	дисперсный	462
до точки разветвления - ГПЭС	80	210	1,376	1,375	-37,9	-34,4	1,00	дисперсный	307

**Таблица 1.10- Результаты гидравлического расчета на производительность 207,7 млн.м<sup>3</sup>/год и с установкой 2 ГПЭС (темпеатура на выходе КС-6 Харьяга УГПЗ 25,0 °С и давлением 1,2 МПа (изб))**

Наименование участков трубопровода	DN, мм	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
КС-6 Харьяга УГПЗ ООО Харьяга-Коми - до т.в. Лукойл	500	10000	1,2	1,183	25,0	-40,0	1,8	волновой	22714
т.в. Лукойл - до КУУГ	100	220	1,183	1,181	-40,0	-38,2	1,63	волновой	1076
от КУУГ - до точки разветвления	50	70	1,181	1,161	-38,2	-38,0	6,9	дисперсный	1076
до точки разветвления - печи	50	90	1,161	1,153	-38,0	-37,5	4,97	дисперсный	462
до точки разветвления - ГПЭС	80	210	1,161	1,159	-38,0	-34,5	1,21	дисперсный	614



**Таблица 1.11- Результаты гидравлического расчета на производительность 207,7 млн.м<sup>3</sup>/год и с установкой 1 ГПЭС (темпеатура на выходе КС-6 Харьяга УГПЗ 25,0 °С и давлением 1,4 МПа (изб))**

Наименование участков трубопровода	DN, мм	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
КС-6 Харьяга УГПЗ ООО Харьяга-Коми - до т.в. Лукойл	500	10000	1,4	1,385	25,0	-40,0	1,48	волновой	22714
т.в. Лукойл - до КУУГ	100	220	1,385	1,384	-40,0	-38,7	1,88	волновой	1076
от КУУГ - до точки разветвления	50	70	1,384	1,367	-38,7	-38,6	7,98	дисперсный	1076
до точки разветвления - печи	50	90	1,367	1,36	-38,6	-37,9	4,11	дисперсный	462
до точки разветвления - ГПЭС	80	210	1,367	1,365	-38,6	-36,8	1,98	дисперсный	614

## **Выводы по результатам гидравлического расчета трубопровода КС-6 Харьяга УГПЗ ООО Харьяга-Коми до т.в. Лукойл и далее до печей и ГПЭС.**

При транспорте газа от КС-6 Харьяга УГПЗ ООО «Харьяга-Коми» до т.в. Лукойл по трубопроводу с надземной прокладкой без теплоизоляции и электрообогрева, температура газа опускается до температуры окружающего воздуха, так же по трассе установлено три трубных расширителя.

Температура на входе в печи и на ГПЭС отрицательная и представлена в результатах расчета, так как по трассе имеются трубные расширители, где происходит сброс конденсата, то выпадение жидкой фазы перед печами и ГПЭС не происходит.

### **1.11 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования**

На основании характеристик принятого оборудования (ГПЭС) и параметров топливного газа в точке подключения в результате проведенного гидравлического расчета (раздел 1.10) для топливного газа была принята стальная бесшовная труба 89х5 марки стали 09Г2С класса прочности К48 по ГОСТ 8732-78\ГОСТ 8731-74.

Трубопровод предусматривается в теплоизоляции толщиной 100 мм. В качестве теплоизоляции используются полуцилиндры теплоизоляционные по ГОСТ 23208-2022 из минеральной ваты на синтетическом связующем. Для изготовления цилиндров используется минеральная вата по ГОСТ 4640-2011, которая относится к группе несгораемых материалов. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

Для исключения обмерзания трубопровода топливного газа и выпадения жидкой фазы предусматривается электрообогрев саморегулирующими нагревательными кабелями.

### **1.12 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов**

Для монтажа, транспортировки, технического обслуживания и ремонта технологического оборудования ко всем технологическим площадкам предусмотрен подъезд техники.

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, размещаемого на технологических площадках, используются передвижные грузоподъемные устройства. Более подробные сведения указаны в томе 5.1 «Система электроснабжения».

### **1.13 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах**

В соответствии с требованиями Ф3 №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» п.1 Приложения 1, сооружения на существующей НПС являются опасными производственными объектами, так как в технологическом процессе обращается ЛВЖ - нефть.

Для снижения опасности производства на существующей НПС предусмотрены следующие технологические решения:

- обеспечение надежности и герметичности оборудования и трубопроводов;

- предусмотрено автоматическое отключение путевого подогревателя и насосов подачи жидкого топлива в БПЖТ при пожаре, загазованности, прекращении циркуляции подогреваемого продукта в змеевике подогревателя, при прекращении подачи жидкого топлива в подогреватель;
- автоматическое отключение насосов внешнего транспорта при пожаре на площадке печей, при загазованности в блоке насосной, при затоплении насосной зала и др.;
- контроль по повышению и понижению давления от рабочего на входе и выходе продукта из печи с передачей информации на диспетчерский пункт;
- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями нормативных документов, приведенных в Приложении А;
- применение на технологических площадках запорной арматуры класса герметичности А;
- контроль технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающими возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающими минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;
- сбор дренажа от оборудования и трубопроводов в дренажные емкости объемом 12,5 м<sup>3</sup>;
- контроль состояния воздушной среды с установкой датчиков ДВК на технологических площадках и в блоках;
- автоматическая (в БПЖТ, БДР и блоке насосной) и ручная система обнаружения пожара и загазованности;
- снабжение оборудования запорной, регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;
- применение электродвигателей;
- заземление трубопроводов и арматуры;
- защита от атмосферной коррозии надземных трубопроводов цинконаполненными лакокрасочными композициями;
- защита от коррозии наружной поверхности дренажных емкостей, печей подогрева нефти, насосов внешнего транспорта, фильтров жидкостных цинконаполненными лакокрасочными композициями;
- молниезащита и защита от статического электричества путем присоединения металлических конструкций технологических трубопроводов и аппаратов к заземляющему устройству;
- применение труб с толщиной стенки из материалов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию при расчетных давлениях и в суровых климатических условиях.

### ***1.14 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности***

В основу разработки численности по обслуживанию проектируемых объектов и сооружений промежуточной НПС на ВПСН 148 км и промежуточной НПС на 64 км положены анализ проектируемых количества и состава технологических объектов и сооружений с учетом автоматизации производственного процесса, а также регламент их работы. Расчет численности выполнен в проекте 1344 «Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН «Головные». Определение численного и профессионально-квалификационного состава работающих выполнено с учетом количества рабочих мест, сфер обслуживания, сменности производства, а также условий труда и планируемой подменой на невыходы работающих.

Изменения численности обслуживающего персонала для обслуживания проектируемого трубопровода топливного газа не планируется.

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ. Оснастка рабочих мест обеспечивает:

- удобный доступ к рабочему месту;
- соответствие функциональному назначению;
- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».

### ***1.15 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства***

Все решения на существующей НПС направлены на обеспечение безопасности производства.

Безопасность производственного оборудования обеспечивается оснащением оборудования всеми предусмотренными средствами и системами безопасности (аварийной вентиляцией в БПЖТ, блоке дозирования антифрикционной присадки, насосной внешнего транспорта, предупредительной сигнализацией, средствами пожаротушения, герметичностью оборудования и т.д.).

Обеспечение безопасности производственных процессов достигается приведением технологических и других производственных процессов в соответствие с требованиями технологических регламентов, стандартов безопасности труда, норм, правил и другой нормативной документации по охране труда, проверки соблюдения этих требований и внесения рекомендаций по совершенствованию работы в этой области, а также внедрением новых безопасных технологических процессов, средств механизации и автоматизации.

В связи с удаленностью НПС от населенных пунктов эксплуатация осуществляется вахтовым методом.

Для обслуживающего персонала предусмотрено специальное помещение – вагон-дом.

В соответствии с действующими нормами и правилами предусмотрены решения по обеспечению санитарно-гигиенических условий на рабочих местах персонала (в том числе качество воздуха, температура, относительная влажность, скорость перемещения, уровень шума и вибрации, освещенность).

Подробно перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов приведены в проекте «Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН «Головные».

### ***1.16 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника***

Подробно перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника приведены в проекте «Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН «Головные».

К физическому воздействию относятся шум, вибрация и электромагнитные излучения. Источниками физического воздействия является ранее запроектированное и проектируемое технологическое оборудование, а также строительная техника в период строительства.

Шумом называется комплекс распространяемых в воздухе беспорядочных звуковых колебаний различной физической природы, выходящих за пределы звукового комфорта.

Стены, перекрытия технологических помещений, расположенных рядом с другими помещениями, отделяются акустическими материалами. В диспетчерском пункте, в помещении связи предусматривается звукоизоляционное покрытие потолков и стен акустическими плитами.

Допустимые уровни звукового давления на рабочих местах:

- служебные помещения в здании операторного блока – не более 75 дБА;
- операторная в здании операторного блока – не более 75 дБА.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах людей администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты.

На предприятии должен быть обеспечен контроль уровней шума на рабочих местах не реже одного раза в год.

Приточные установки выгорожены в отдельные помещения (венткамеры), стены которых будут поглощать корпусный шум установок. Помещения венткамер изолировано в общей планировке зданий по местоположению, расположению проемов, предохраняя, таким образом, другие здания и помещения от шума.

Минераловатный утеплитель, заложенный в конструкции перегородок, и конструкциях перекрытий, обладает высокими звукоизолирующими и звукопоглощающими свойствами. Волокнистый материал разбивает акустический поток, отражая его плоскостью множества мельчайших волокон в разных направлениях. Стены, перегородки, перекрытия технологических помещений, расположенных рядом с другими помещениями (жилыми и рабочими) отделяются акустическими материалами.

К другому фактору физического воздействия относится вибрация от технологического оборудования и применяемой строительной техники.

Специфика работы и применяемое оборудование предполагает отсутствие постоянной вибрации во время трудового процесса.

Вибробезопасность труда на предприятии будет обеспечиваться:

- использованием технологического оборудования, имеющего гигиенические сертификаты и разрешения;
- соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введением технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- поддержанием технического состояния машин, параметров технологических процессов и элементов производственной среды на уровне, предусмотренном нормативными документами, своевременным проведением планового и принудительного ремонта машин;
- совершенствованием работы машины, исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- улучшением условий труда (в том числе снижение или исключением действия сопутствующих неблагоприятных факторов);
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на рабочие места, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Другим фактором воздействия является электромагнитное излучение.

В ранее выполненном проекте предусмотрено применение высокотехнологичного оборудования (измерительных трансформаторов тока, соответствующих параметрам режима

электрической сети и т. д.), которое не создает недопустимых электромагнитных помех или используют современные фильтровые устройства. Защита оборудования выполняется с применением быстродействующей микропроцессорной техники, ограничителей перенапряжения.

Воздействие показателей микроклимата также является возможным фактором вредного воздействия на здоровье работников. Температура воздуха в рабочей зоне для производственных помещений с полностью автоматизированным технологическим оборудованием, функционирующим без присутствия людей (кроме дежурного персонала, находящегося в специальном помещении и выходящего в производственное помещение периодически для осмотра и наладки оборудования не более двух часов непрерывно), принята (СП 60.13330.2020 п. 5.5):

- в соответствии с технологическими требованиями к температурному режиму помещений;

- плюс 10 °С при отсутствии избытков теплоты в холодный период года;
- плюс 5 °С при наличии избытков явной теплоты в холодный период года.

Система отопления помещений обеспечивает нормируемую температуру внутреннего воздуха с учетом теплопотерь через строительные конструкции и тепла, уносимого вытяжной вентиляцией, не восполняемого нагретым приточным воздухом.

Опасность охлаждения при работе в условиях пониженных температур предупреждается применением нижеследующих мероприятий:

- информация лиц, приступающих к работе на холоде о его влиянии на организм и мерах предупреждения охлаждения;
- выдача спецодежды и спецобуви для защиты от пониженных температур. При температуре воздуха ниже минус 40 °С предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей;
- защита временем (регламентация времени пребывания в неблагоприятной среде).

### **1.17 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе для объектов производственного назначения**

Проектирование систем автоматизации выполняется в соответствии с Задаaniem на проектирование, требованиями Заказчика.

Автоматизированная система управления объектами основывается на принципах построения автоматизированных систем, обеспечивающих выполнение централизованного контроля и управления, высокую надежность, стабильность технологического процесса, защиту окружающей среды, а также безопасность эксплуатации.

Автоматизированная система управления объектами предназначена для выполнения следующих функций:

- контроль состояния системы и технологического оборудования;
- автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;
- обнаружение отказов оборудования при его работе и при переключениях;
- отображение и регистрация основных контролируемых технологических параметров, характеризующих состояние оборудования;
- сохранение истории хода технологических процессов и предоставление архивных данных технологическому персоналу в удобной форме;

- выдача отчётных документов о ходе технологических процессов, работе системы, действиях оперативного персонала.

Контроль и управление ходом технологических процессов осуществляется путём сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, анализа технологических параметров и вычисления управляющего воздействия, подаваемого на исполнительные механизмы, согласно заданному технологическому алгоритму.

Подробно описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, приведено в томе 6.2 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

### **1.18 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники**

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от технологических сооружений на проектируемом объекте подразделяются на:

- неорганизованные;
- организованные.

К неорганизованным источникам выбросов относятся выбросы от уплотнений и соединений технологического оборудования и трубопроводов, запорной арматуры, расположенных на наружных площадках технологических установок. К организованным источникам выбросов относятся свечи рассеивания.

Методики и результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу от всех источников представлены в Томе 8.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

### **1.19 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду**

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду в период эксплуатации достигается комплексом мероприятий и технико-технологических решений, в том числе:

- трубопроводы предусматриваются из сталей повышенной коррозионной стойкости;
- повышением надежности трубопроводов и оборудования за счет подбора толщин стенок, антикоррозионной защиты, испытаний;
- применение запорной арматуры соответствующего класса герметичности;
- класс герметичности затвора принят А по ГОСТ Р 9544-2015;
- использование трубопроводов с обязательным гидравлическим испытанием;
- контроль качества сварных соединений неразрушающими методами и проведение своевременного ремонта;
- предусмотрен контроль технологического процесса при помощи автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий персонала.

### **1.20 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов**

Основными источниками образования отходов в период эксплуатации является производственное технологическое оборудование.

При эксплуатации технологического оборудования проектируемых сооружений будут огарки сварочных электродов, шлак сварочный при ремонте и техническом обслуживании оборудования.

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в Томе 8.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

### ***1.21 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе***

К показателям, характеризующим выполнение требований энергетической эффективности, относятся показатели, характеризующие годовые удельные величины расхода энергетических ресурсов в здании, строении, сооружении, а именно нормируемые показатели суммарных удельных годовых расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, включая расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию.

С целью исключения нерационального расхода энергетических ресурсов проектом предусмотрены следующие решения:

- применение процессов, не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала, высокий уровень автоматизации производственного процесса;
- применение оборудования с малой потребляемой мощностью.

Проектируемый трубопровод топливного газа предусматривается в теплоизоляции толщиной 100 мм. В качестве теплоизоляции используются полуцилиндры теплоизоляционные по ГОСТ 23208-2022 из минеральной ваты на синтетическом связующем. Для изготовления цилиндров используется минеральная вата по ГОСТ 4640-2011, которая относится к группе негоряемых материалов. В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

Для исключения обмерзания трубопровода топливного газа и выпадения жидкой фазы предусматривается электрообогрев саморегулирующими нагревательными кабелями. Учет электроэнергии, расходуемой на электрообогрев предусмотрен в существующей КТП 6/0,4кВ N1 площадки ВПСН.

Проектируемая запорная арматура также теплоизолируется. Толщина теплоизоляции составляет 100 мм. В качестве теплоизоляции используются теплоизоляционные материалы из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 23208-2022.

### ***1.22 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов***

Согласно пункту 6 части 5 статьи 11 Федерального закона РФ № 261-ФЗ требования энергетической эффективности не распространяются на здания, общая площадь которых составляет менее 50 м<sup>2</sup>.

В данном проекте здания более 50 м<sup>2</sup> не предусматриваются.



### **1.23 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов**

В соответствии с Федеральным законом от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений", здания и сооружения спроектированы таким образом, чтобы в процессе их эксплуатации исключалась возможность возникновения пожара, обеспечивалось предотвращение или ограничение опасности задымления зданий и сооружений при пожаре и воздействия опасных факторов пожара на людей и имущество, обеспечивались защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на здания или сооружения, а также чтобы в случае возникновения пожара соблюдались следующие требования:

- сохранение устойчивости зданий и сооружений, а также прочности несущих строительных конструкций в течение времени, необходимого для эвакуации людей и выполнения других действий, направленных на сокращение ущерба от пожара;
- ограничение образования и распространения опасных факторов пожара в пределах очага пожара;
  - нераспространение пожара на соседние здания и сооружения;
  - эвакуация людей (с учетом особенностей инвалидов и других групп населения с ограниченными возможностями передвижения) в безопасную зону до нанесения вреда их жизни и здоровью вследствие воздействия опасных факторов пожара;
  - возможность доступа личного состава подразделений пожарной охраны и доставки средств пожаротушения в любое помещение здания или сооружения;
  - возможность подачи огнетушащих веществ в очаг пожара;
  - возможность проведения мероприятий по спасению людей и сокращению наносимого пожаром ущерба имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни и здоровью животных и растений.

### **1.24 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 ФЗ «О транспортной безопасности»**

Проектируемые сооружения не относятся к объектам транспортной инфраструктуры в соответствии с ст.1 п. 5 16-ФЗ, поэтому разработка проектных решений, предусмотренных статьей 8, не предусматривается.

## **2 Материальное исполнение**

### **2.1 Назначение**

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения и сортамента технологических трубопроводов, деталей трубопроводов, арматуры, проекта «ГПЭС на площадке ВПСН 148 км».

Проектирование трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в Приложении А.

### **2.2 Общие положения**

#### **2.2.1 Трубопроводы**

Расчёт толщин стенок и выбор материального исполнения технологических трубопроводов осуществлён в соответствии с ГОСТ 32569-2013 по методике ГОСТ 32388-2013, представленной в данном документе.

### **2.3 Характеристика района**

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства расположен в Республике Коми. Климат в районе строительства резко-континентальный. Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 53 °С.
- Абсолютная максимальная температура – плюс 34 °С.
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 42 °С.

### **2.4 Материальное исполнение**

#### **2.4.1 Трубы**

Согласно рекомендациям НТД выбор материального исполнения трубопроводов (трубы, детали, арматура) выполнялся на основании следующих данных:

- климатические условия района строительства;
- физико-химические свойства рабочих сред;
- сортамент заводов-изготовителей труб;
- рабочие параметры процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- Техническое Задание на проектирование.

Степень агрессивного воздействия и скорость коррозионного проникновения определена согласно составу транспортируемых сред и рекомендаций РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений». Согласно рекомендациям РД 39-0147103-362-86 газ считается слабоагрессивной средой, коррозионное проникновение для слабоагрессивных сред составляет от 0,01 до 0,1 мм/год. Расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа, при расчетном сроке службы трубопровода 20 лет принята равной 2 мм.

Расчётная температура технологических трубопроводов определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

- За минимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, принять среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92;
- За максимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям п. 4.7 ГОСТ 32569-2013, принять температуру равную максимальной рабочей температуре продукта.

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для проектирования трубопроводов DN50÷ DN80 приняты стальные бесшовные горячедеформированные трубы из стали 09Г2С.

Все трубы должны иметь сертификат качества продукции, в котором должны быть указаны следующие данные:

- химический состав;
- прочностные свойства стали;
- ударная вязкость основного металла и металла сварного шва для труб с толщиной стенки 5 мм и более;
- сведения о гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

Значение эквивалента углерода  $C_{эКВ}$  и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке  $R_{с.м}$ , характеризующие свариваемость стали, не должны превышать 0,46 и 0,26 соответственно. Пластическая деформация металла в процессе производства труб должна быть не более 1,2 %.

В соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 все трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах КСU при температуре минус 60 °С не менее 3,0 кгс·м/см<sup>2</sup>;
- на образцах КСV при температуре минус 50 °С не менее 2,0 кгс·м/см<sup>2</sup>.

#### **2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы**

Соединительные детали трубопроводов (тройники, переходники, отводы, днища, заглушки) и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами или техническими условиями, утверждёнными в установленном порядке. Требования к материалу соединительных деталей предъявляются такие же, как и к трубам.

Для трубопроводов из стали 09Г2С применять соединительные детали трубопроводов из стали 09Г2С по ГОСТ 17375-2001, ГОСТ 17376-2001, ГОСТ 17378-2001, ГОСТ 17379-2001 по каталогам заводов изготовителей.

Кромки соединительных деталей должны быть обработаны в заводских условиях для присоединения к привариваемым трубам без переходных колец.

Для соединения трубопроводов с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применять фланцы стальные приварные встык по ГОСТ 33259-2015 тип 11 (исполнение В) из стали 09Г2С.

Прокладки во фланцевых соединениях трубопроводов газа применять плоские эластичные из паронита марки ПМБ по ГОСТ 15180-86 или спирально-навитые по

ГОСТ Р 52376-2005 с ограничительными кольцами в зависимости от типа уплотнительной поверхности фланцев.

### 2.4.3 Крепежные детали

Крепежные детали для фланцевых соединений из низколегированных сталей, нестандартного оборудования (НСО) и металлоконструкций применять из малоуглеродистой и низколегированной стали. Для фланцевых соединений применять шпильки из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки применять из стали 35Х класса прочности 8. Шайбы применять из стали 35. Крепежные детали должны быть с цинковым покрытием толщиной не менее 9 мкм.

### 2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать ГОСТ 33260-2015. Применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали (20ГМЛ, 09Г2С и другие) с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах KCV не менее 19,6 Дж/см<sup>2</sup>.

Сальниковые уплотнения арматуры должны соответствовать условиям эксплуатации в холодном климате. В материале уплотнений не должен присутствовать асбест. Приемлемы различные типы уплотнений, но предпочтительно использовать уплотнения манжетного типа вместо набивочных уплотнений.

Фланцевая арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями. Арматура, устанавливаемая на трубопроводе на сварке, должна иметь разделку кромок, выполненную в заводских условиях, а при необходимости комплектоваться переходными кольцами (патрубками).

### 2.4.5 Опоры трубопроводов

Для прокладки надземных трубопроводов применяют корпусные хомутовые опоры скольжения из стали 09Г2С по ОСТ 36-146-88 (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству).

В случае превышения допускаемых нагрузок на опору согласно ОСТ 36-146-88 применять опоры по специально-разработанным рабочим чертежам.

## 2.5 Расчёт толщины стенки стальных труб

В данном разделе выполнен расчёт толщин стенок и выбор сортамента для трубопроводов.

### 2.5.1 Исходные данные

Исходные данные для расчёта трубопроводов на прочность приведены в таблице 2.1.

**Таблица 2.1 – Исходные данные для трубопроводов**

DN	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
50	Б(а), II	Трубопровод топливного газа	1,6	+16	–	–
80						

Характеристики стали, предлагаемой для изготовления труб, приведены в таблице 2.2.

**Таблица 2.2 – Механические характеристики материала труб**

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести $\sigma_T$ , МПа	Сопротивление разрыву $\sigma_B$ , МПа
09Г2С	К48	265	470

### 2.5.2 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов

Расчетная толщина стенки технологических трубопроводов определяется в соответствии с ГОСТ 32388-2013 по формуле 7.1:

$$s_R = \frac{|P| \cdot D}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + |P|},$$

где  $s_R$  – расчётная толщина стенки, мм;  
 $P$  – расчётное внутреннее избыточное давление, МПа;  
 $D$  – наружный диаметр трубопровода, мм;  
 $[\sigma]$  – допускаемое напряжение при расчётной температуре, МПа;  
 $\varphi_y$  – коэффициент прочности элемента со сварным швом при растяжении,

Допускаемое напряжение при расчёте соединений элементов на статическую прочность принимаем по формуле (5.1) ГОСТ 32388-2013:

$$[\sigma] = \min \left[ \frac{\sigma_m}{2.4}, \frac{\sigma_p}{1.5} \right]$$

где  $\sigma_p$  – предел текучести, МПа;  
 $\sigma_m$  – временное сопротивление разрыву, МПа;

Номинальную толщину стенки технологических трубопроводов  $s$  определяем из условий (5.7), (5.8) и (5.9) ГОСТ 32388-2013:

$$s \geq s_R + C_1 + C_2,$$

$$s \geq s_{min} + C_2,$$

где  $C_2$  – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам (РД 39-0147103-362-86) с учётом расчётного срока эксплуатации;  
 $C_1$  – сумма прибавок для компенсаций допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;  
 $s_{min}$  – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая согласно таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Отбраковочная толщина стенки трубопроводов определяется согласно формуле (5.11) ГОСТ 32388-2013:

$$[s] = \max(s_R + C_1; s_{min}).$$

Толщина стенки технологических трубопроводов принималась с учётом всех перечисленных требований, величины прибавки на коррозию и номенклатуры выпускаемых труб. Результаты расчёта и выбора толщины стенки технологических трубопроводов приведены в таблице 2.3.

**Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки технологических трубопроводов**

Дн, мм	P, МПа	[ $\sigma$ ], МПа	$\delta$ , %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная $s_R$	$C_1$	$C_2$	Отбраковочная [s]	Номинальная s	Принятая
57	1,6	176,67	12,5	0,26	0,62	2	1,50	3,50	5
89	1,6	176,67	12,5	0,40	0,75	2	2,00	4,00	5

### 2.5.3 Выборка типоразмера труб

Выбор сортамента и материального исполнения технологических трубопроводов представлен в таблице 2.4. Толщина стенки трубопроводов принята с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

**Таблица 2.4 – Материальное исполнение и сортамент стальных трубопроводов**

DN	Наименование участка трубопровода	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s мм	Тип трубы, материал
50	Трубопровод топливного газа	1,6	+5,6...+7,2	Б(а), II	57×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В класса прочности К48 по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78
80					89×5	

### 2.6 Монтаж и сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

Сборка, предварительный подогрев стыков труб перед сваркой, сварочные материалы, сварка стальных труб, контроль сварных соединений должны соответствовать разработанной специализированной организацией и аттестованной в установленном порядке технологии сварки и требованиям ГОСТ 32569-2013.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

– для сварки труб – ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры»;

– для сварки металлоконструкций – ГОСТ 5264-80 «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры»;

Для сварки труб применяется ручная электродуговая сварка.

Рекомендуемые к применению электроды:

– для сварки труб из низколегированных сталей электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75.

Контроль сварных соединений технологических трубопроводов выполняется в соответствии с п.12.3 ГОСТ 32569-2013. Объем неразрушающего контроля сварных соединений принимается согласно п.12.3.5 ГОСТ 32569-2013 в зависимости от категории трубопровода. Неразрушающий контроль сварных соединений выполняется 100% радиографическим (РД) или ультразвуковым методом (УЗД), конкретный метод контроля (РД, УЗД или оба в сочетании) выбирается организацией выполняющей контроль, с целью более полного и точного выявления дефектов конкретного сварного шва. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

## Приложение А

### Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1 О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями от 11.06.2021 года). Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ.
- 2 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями от 30.04.2021 года). Федеральный закон от 22.07.2008, № 123-ФЗ.
- 3 О пожарной безопасности (с изменениями от 22.12.2020 года). Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ.
- 4 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534).
- 5 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением" (Утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 536)
- 6 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. Утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 марта 2019 г. № 82-ст.
- 7 Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями от 21.12.2020 года).
- 8 ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями № 1-4). Постановление Госстандарта СССР от 29.12.1969 № 1394.
- 9 ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. Утвержден: Госстандарт России, Постановление № 2-ст от 08.01.2002.
- 10 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с изменениями № 1). Постановление Госстандарта СССР от 29.09.1988 № 3388.
- 11 ГОСТ 1510-22 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение (с Изменениями № 1-5).
- 12 СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. (с изменением № 1, утвержденным и введенным в действие приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России) от 3 декабря 2016 г. № 882/пр)
- 13 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». Утверждены и введены в действие приказом МЧС России от 25.03.2009 № 182.
- 14 ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах. Утвержден Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии приказом № 331-ст от 08.04.2014 г. и Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации протоколом №44-2013 от 14.11.2013 г.
- 15 ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия. Утвержден Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии приказом №304-ст от 03.04.2014 г. и Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации протоколом № 60-П от 18.10.2013 г.
- 16 СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. Постановление Госстроя СССР от 7.5.1984 № 72.

17 ПУЭ, шестое издание 1985 г. с изменениями 1999 г. и седьмое издание, 1999-2003 г. Правила устройства электроустановок.

18 СП 484.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования. МЧС России, № 582 от 31.07.2020)

19 СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности. МЧС России, № 173 от 25.03.2009.

20 Технический регламент о безопасности зданий и сооружений (с изменениями от 2.07.2013 года). Федеральный закон от 30.12.2009, № 384-ФЗ.

21 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ Взрывобезопасность. Общие требования (с изменениями № 1). Постановление Государственного комитета Совета Министров СССР от 28.06.1976 № 1581.

22 ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности».

23 РД 39-0147103-362-86. Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений. Утв. первым заместителем министра В.Ю. Филановским 14.11.86г.;

24 ГОСТ Р 53678-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали стойкие к растрескиванию и применение чугунов. Утвержден Росстандартом, Приказ № 1064-ст от 15.12.2009;

25 ГОСТ 17375-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №20 от 1.11.01).

26 ГОСТ 17376-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №20 от 1.11.01).

27 ГОСТ 17378-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №20 от 1.11.01).

28 ГОСТ 17379-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №20 от 1.11.01).

29 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.

30 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры. Утвержден Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, Приказ № 229-ст от 20.09.2005;

31 ГОСТ 33260-2015 Арматура трубопроводная. Металлы, применяемые в арматуростроении. Основные требования к выбору материалов. Утвержден Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, Приказ № 444-ст от 26.05.2015 и Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации, Протокол № 76-П от 27.03.2015.

32 СТ ЦКБА 052-2008 Арматура трубопроводная. Требования к материалам арматуры, применяемой для сероводородсодержащих сред. Утвержден ЗАО НПФ ЦКБА, Приказ № 66 от 17.12.2008;

33 ГОСТ 19281-2014 Прокат повышенной прочности. Общие технические условия. Утвержден Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, Приказ



№ 1430-ст от 24.10.2014 и Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации, Протокол № 65-П от 28.03.2014.

34 ОСТ 36-146-88. Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия. Утв. Минмонтажспецстрой СССР.

35 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Утвержден Государственным комитетом СССР по стандартам, Постановление № 2560 от 19.11.1974;

36 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Утвержден Государственным комитетом стандартов Совета Министров СССР, Постановление № 757 от 22.03.1978;

37 ГОСТ 8733-74. Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования. Утвержден Постановлением Госстандарта СССР от 19.11.1974г. №2561.

38 ГОСТ 8734-75. Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент. Утвержден Постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 13.10.1975г. №2604.

39 ГОСТ 16037-80. Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры. Утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 24.04.80 №1876.

40 ГОСТ 5264-80. Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры. Утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 24.07.80 №3827.

41 ГОСТ 9087-81 Флюсы сварочные плавные. Технические условия. Утвержден Государственным комитетом СССР по стандартам, Постановление № 2605 от 26.05.1981.

42 ГОСТ 9467-75. Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы. Утв. постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР 27.03.75 №780.

43 ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. Утвержден Миннефтегазстроем 14.03.1989.

44 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. Утвержден Госстандартом России, Постановление № 144 от 23.04.1998.

45 ГОСТ 14918-2020 Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия. Введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии N 332-ст от 30 июня 2020 г.

46 ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.

47 ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.

48 ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изменениями №1,2 утвержденными в сентябре 1981 г., марте 1989 г). Утв. Госстандарт СССР 10.03.1976 г., постановление № 579.

49 ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда. ШУМ. Общие требования безопасности»

50 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

#### **Единые технические требования к стандартизации МТР АО «Зарубежнефть»**

51 Единые технические требования. Задвижки клиновые литые для промысловых и технологических трубопроводов.

52 Единые технические требования. Краны шаровые с ручным и электрическим приводом.

53 Единые технические требования. Трубная продукция для промышленных и технологических трубопроводов.

54 Единые технические требования. Соединительные детали для промышленных и технологических трубопроводов.

55 Единые технические требования. Установка дозированной подачи химреагентов.

**Приложение Б****Ведомость оборудования, изделий и материалов**

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, опросный лист	Ед. Изм.	Количество
Труба стальная бесшовная горячедеформированная 57х5 В 09Г2С К48	ГОСТ 8732-78 ГОСТ 8731-74	м	3
Труба стальная бесшовная горячедеформированная 89х5 В 09Г2С К48	ГОСТ 8732-78 ГОСТ 8731-74	м	121
Задвижка клиновья DN 50 PN 1,6 МПа	30лс41нж1 ТУ 3741-006- 07533604-01	шт.	1
Задвижка клиновья DN80, PN1,6 МПа	30лс41нж1 ТУ 3741-001- 97965425-2007	шт.	2

**Приложение В****Письмо ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 30.03.23 №01-1316-ЛК/23**

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
**«ЛУКОЙЛ-Коми»**  
УСИНСКИЙ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД

№ 01-1316- Дата 30.03.2023 Генеральному директору  
ЛК/23 ООО "ЗН СЕВЕР" г.Москва  
на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ Шатрову Д.В.

Направление исходных данных

Уважаемый Денис Валерьевич!

Настоящим направляем Вам исходные данные по межпромысловому газопроводу «Харьяга – Головные», согласно запроса по письму № 169-2023-ЗНС от 16.03.2023 года.

Приложение:

- Исходные данные по МПГ «Харьяга – Головные», копия на 1 л., в 1 экз.;
- Паспорт качества газа № 02-23-КС-6 от 28.02.2023г., копия на 1 л., в 1 экз.

Главный инженер  
УГПЗ ООО  
"ЛУКОЙЛ-Коми"



А.А. Сухоруков

Тимофеев Виктор Владимирович  
Скобелев Александр Евгеньевич  
(882144) 5-79-32

169710, Российская Федерация,  
Республика Коми, г.Усинск,  
Возейская, 21а

Тел.: (82144) 5-66-84  
E-mail: Usn.ReferentUGP7@lukoil.com

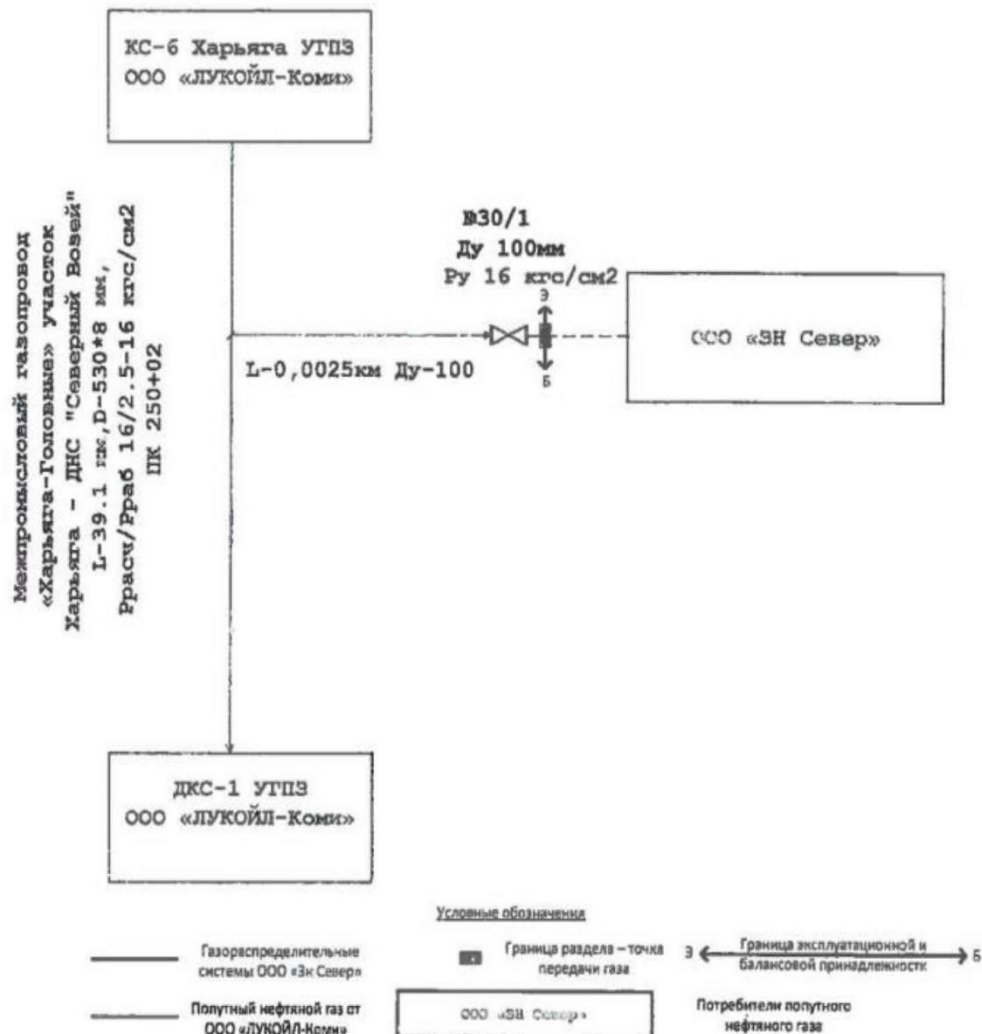
ВХ № 386

« 31 » 03 20 23

## Перечень исходных данных:

1. Диаметр газопровода в точке выхода с КС-6 – 530х8 мм;
2. Производительность газопровода в точке выхода с КС-6 – 207,7 млн. м<sup>3</sup> год;
3. Температура газа в точке выхода с КС-6 – 5,0-25,0 °С;
4. Рабочее давление в точке выхода с КС-6 в ГП «Харьяга-Головные» – 1,2 - 1,4 МПа;
5. Способ прокладки газопровода – надземная / подземная;
6. Наличие теплоизоляции по трассе, ее толщина при наличии – отсутствует;
7. Наличие обогрева газопровода по трассе – отсутствует;
8. Протяженность газопровода от КС-6 до точки отпайки на ВПСН 148 км ~ 23460 м;
9. Состав газа в точке выхода с КС-6 – (паспорт качества газа № 02-23-КС-6 от 28.02.2023г. в приложении № 2);
10. Наличие конденсатосборников на трассе газопровода от КС-6 до ДКС-1 – на трассе газопровода три расширительные камеры Ø 1020 мм.

**Схема границы раздела ответственности по эксплуатации и содержанию газопроводов  
между ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и ООО «ЗН-Север»  
(объект поставки ВПСН «148 км»)**



## УГПЗ ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"

## ПАСПОРТ КАЧЕСТВА

№ 02-23-КС-6 от 28.02.2023 г.

Газ попутный нефтяной. ГОСТ 5542-2014

Поставщик: ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"  
Юридический адрес: Ул. Нефтяников, д. 31, г. Усинск, Республика Коми, 169710

Дата (период) поставки: Февраль 2023  
Дата (период) отбора пробы: 27.02.2023  
Место отбора проб: Выход КС-6  
Дата (период) проведения испытаний: 28.02.2023

Лаборатория предприятия: Центральная комплексная лаборатория ЛФХИ (г. Усинск, УГПЗ) ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"  
Номер аттестата аккредитации: № RA.RU.513411

№	Наименование показателя	Ед. изм.	Норма по ГОСТ 5542-2014	Метод испытаний	Результат испытаний	
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	Не нормируют. Определение обязательно	ГОСТ 31371.1 - ГОСТ 31371.7	-	
	Метан <sup>1)</sup>				67,454	
	Этан				14	
	Пропан				8,3	
	и-Бутан				0,78	
	н-Бутан				2,4	
	и-Пентан				0,259	
	н-Пентан				0,359	
	н-Гексан				0,022	
	Азот				5,41	
	Диоксид углерода, не более				2,5	0,99
	Кислород, не более				0,050	0,026
2	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях, не менее	МДж/м <sup>3</sup>	31,80	ГОСТ 31369	42,39	
		ккал/м <sup>3</sup>	7600		10120	
3	Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup>	От 41,20 до 54,50	ГОСТ 31369	52,27	
		ккал/м <sup>3</sup>	От 9840 до 13020		12480	
4	Массовая концентрация сероводорода, не более	г/м <sup>3</sup>	0,020	ГОСТ 22387.2	0,019	
5	Массовая концентрация меркаптановой серы, не более	г/м <sup>3</sup>	0,036		0,023	
6	Плотность при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	Не нормируют. Определение обязательно	ГОСТ 31369	0,958	

<sup>1)</sup> Молярная доля метана определяется по разности.

Заключение:

Соответствует

о соответствии попутного нефтяного газа требованиям настоящего стандарта

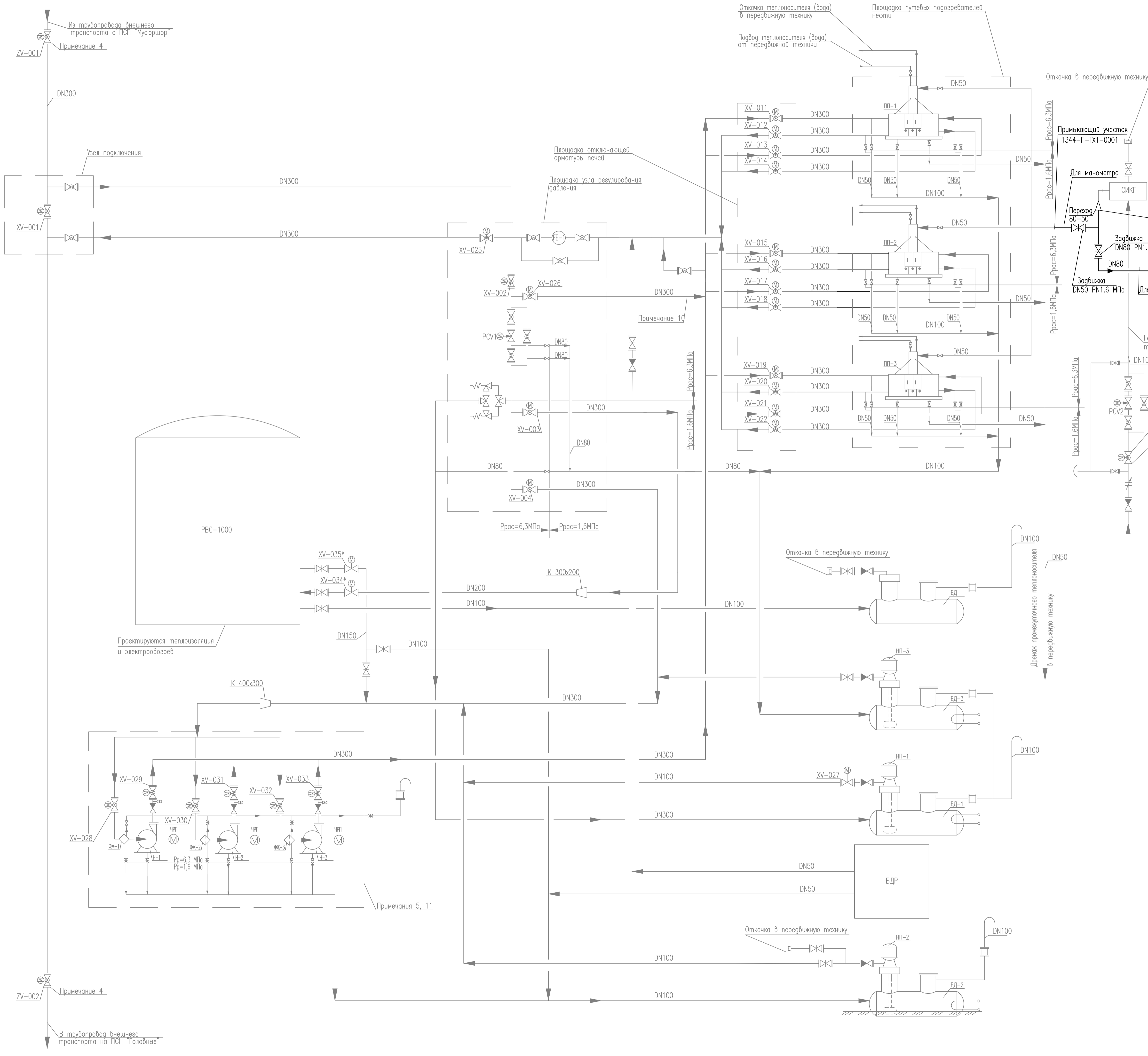
Представитель сдающей стороны  
по доверенности ЛК-964 от 01.01.2023 г.

Дата 28 февраля 2023 г.

Представитель принимающей стороны



*Индерейкин*  
М.В. Индерейкин  
И.О. Фамилия  
Ведущий инженер-технолог Усинский ГПЗ ООО  
ПТО «ЛУКОЙЛ-Коми»  
подпись предприятие  
*Луценко*  
А.С. Луценко  
И.О. Фамилия  
Мастер ЦТНГ ООО "ЗН Север"  
подпись предприятие



ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ И АППАРАТУРЫ

Позиция по схеме	Наименование	Кол.	Характеристика
ПП-1, 2, 3	Печь подогрева нефти, ступенчатая	3	Q=300 м <sup>3</sup> /ч; Pрасч=6,3 МПа, N=2,8 МВт
Н-1, 2, 3	Насос внешнего транспорта нефти с электроприводом и частотно-регул. приводом	3	Q=315 м <sup>3</sup> /ч; H=630 м, N=800 кВт
ФЖ-1, 2, 3	Фильтр жидкостной	3	Q=300 м <sup>3</sup> /ч; Pрасч=1,6 МПа
СКИГ	Система измерения количества газа	1	
ЕД-1	Емкость дренажная для приема сброса с предохранительных клапанов	1	V=63 м <sup>3</sup> ; Pрасч=0,07 МПа
ЕД-2	Емкость дренажная для сбора утечек от насосов и БДР	1	V=12,5 м <sup>3</sup> ; Pрасч=0,07 МПа
ЕД-3	Емкость дренажная для дренажа трубопроводов обвязки путей подогревателей нефти	1	V=12,5 м <sup>3</sup> ; Pрасч=0,07 МПа
НП-1, 2, 3	Насос погрузочный с электроприводом	3	Q=50 м <sup>3</sup> /ч; H=80 м; N=16 кВт
РВС-1000	Резервуар аварийный	1	V=1000 м <sup>3</sup>
ЕД, НП	Емкость дренажная с погрузочным насосом	1	V=8 м <sup>3</sup> ; Pрасч=0,07 МПа
БДР	Блок газоразделения противотурбулентной присоски	1	Q=го 100 л/ч; p <sub>зад</sub> =6,3 МПа

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Задвижка клиновья фланцевая
	Кран шаровый фланцевый с ручным приводом
	Задвижка клиновья фланцевая с электроприводом
	Кран шаровый фланцевый с электроприводом
	Клапан регулирующий фланцевый
	Клапан обратный поворотный фланцевый
	Клапан предохранительный
	Кран трехходовой
	Изолирующее соединение
	Расходомер
	Обенепреградитель
	Электрообогрев дренажной емкости
	Переход

1559-П-ТХ-0001

ГПС на площадке ВПСН 148 км

Изм.	Кол.уч.	Лист	№рек.	Погр.	Дата	Статус	Лист	Листов
Разработ.	Агулалин				26.04.23			
Проверил	Галкина				26.04.23			
Гл.спец.	Липатов				26.04.23			
Н.контр.	Полякина				26.04.23			
ГИП	Теркин				26.04.23			

Схема принципиальная технологическая промежуточной НПС в районе площадки ВПСН 148 км

Формат А1 Файл 1559-П-ТХ-0001\_0.dwg

Согласовано  
 26.04.23  
 М.п. [Signature]  
 М.п. [Signature]  
 М.п. [Signature]  
 М.п. [Signature]

Примечание 4  
 В трубопроводе внешнего транспорта на ПСН Головные

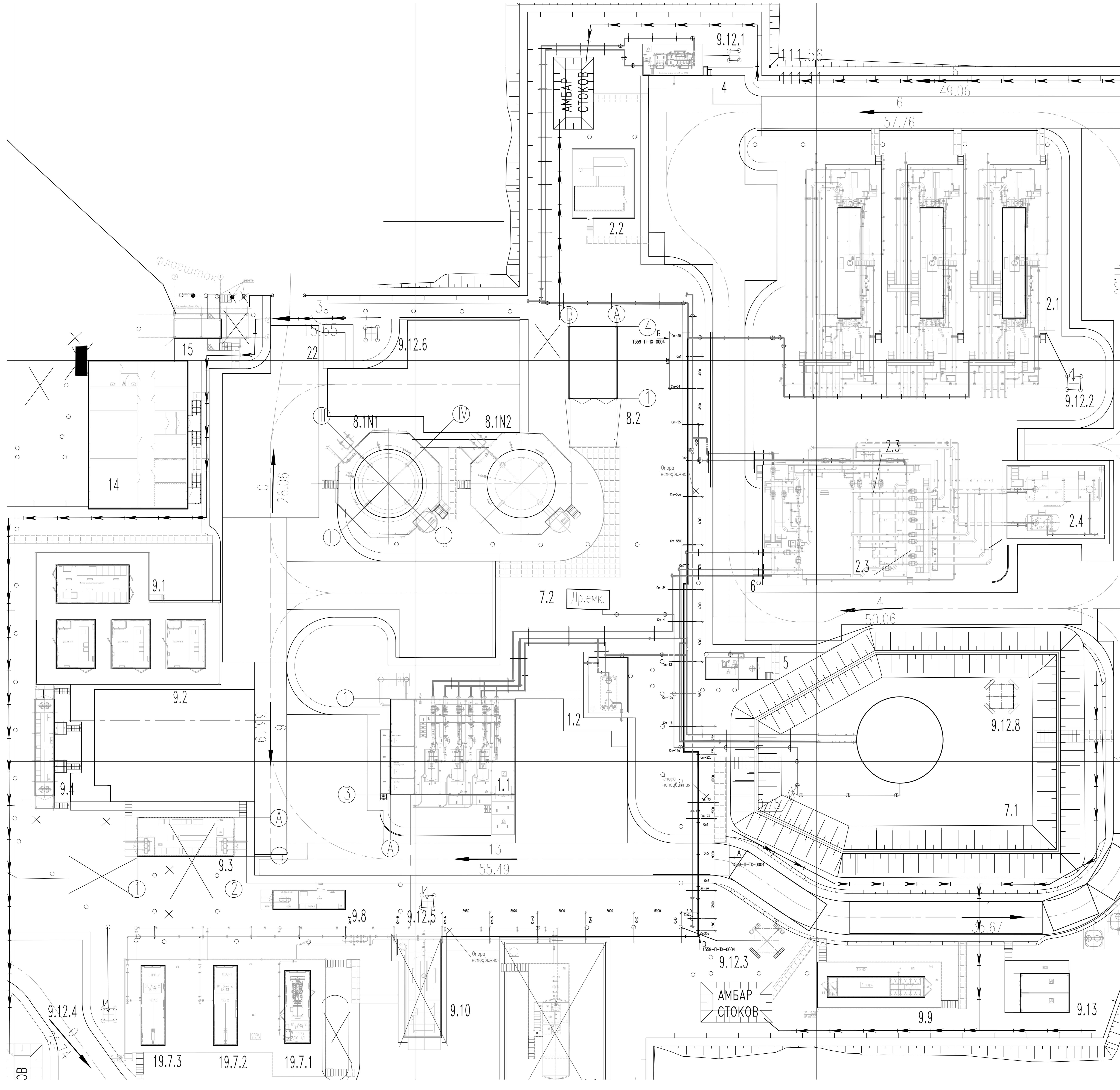
Примечание 4  
 Из трубопровода внешнего транспорта с ПСН "Мусоршор"

Проектируются теплоизоляция и электрообогрев

Примечания 5, 11

Примечание 10

Примечание 9



ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ		
Номер на плане	Наименование	Координаты вворота сети
	Построение сооружения (проект 0151), не введенное в эксплуатацию	
	Технологические сооружения (проект 1344)	
	Насосная внешняя транспорта	
1.1	Площадка насосной станции внешнего транспорта	3 этаж
1.2	Площадка дренажной емкости для сбора утечек от насосов и БДР	3 этаж
2.2	Площадка блока управления	3 этаж
	Площадка печи	
2.1	Площадка печи подогрева нефти	3 этаж
2.3	Площадка отключающей арматуры	2 шт. 3 этаж
2.4	Площадка дренажной емкости для пены и газа с насосом с привариваемым кожухом	3 этаж
3	Площадка узла запорной арматуры на газопровод	3 этаж
4	Блок системы измерения количества газа	3 этаж
6	Площадка узла регулировки давления	3 этаж
	Сооружения пожаротушения (проект 1344)	
8.1	Резервуар противопожарного запаса воды 400 м³ N2	3 этаж
	Сооружения электроснабжения (проект 1344)	
9.1	ЗРУ 6кВ	3 этаж
9.2	ЧРП	3 этаж
9.4	КТП-6/0,4 N2	3 этаж
9.12.1	Проекторная мачта H=17 м	2 шт. 3 этаж
9.12.2	Проекторная мачта с молниезащитой H=24,3 м	2 шт. 3 этаж
9.12.3	Мачта с сооружениями связи	3 этаж
	Подсобно-вспомогательные сооружения (проект 1344)	
14	Операторная	3 этаж
15	КПП	4 этаж
16	Охранение	4 этаж
	Проектируемые сооружения (проект 1344)	
5	Блок дозирования противотурбулентной присадки	4 этаж
8.2	Склад хранения лакокрасочных материалов и пенообразователя	3 этаж
9.3	КТП-6/0,4 N1	3 этаж
	Зерноцех (проект 1344)	
9.6	Площадка емкости для дизельного топлива	Демонтаж
	Площадка блок-модуль ДЭС 1 МВт	
9.7.1	Дальневосточная электростанция 1000 кВт с помещением РВБв ДЭС 1/1	Демонтаж
9.7.2	Дальневосточная электростанция 1000 кВт с ДЭС 1/2	Демонтаж
9.7.3	Дальневосточная электростанция 1000 кВт ДЭС 1/3	Демонтаж
	Площадка проектируемых ГПС и ДЭС	
19.7.1	ДЭС-1/1	3 этаж
19.7.2	ГПС-1	3 этаж
19.7.3	ГПС-2	3 этаж
9.8	КТП 0,4/6	3 этаж
9.9	Склад масла и ЗИПа (проект 1344)	3 этаж
9.10	Площадка слива из отбойника (проект 1344)	Демонтаж
9.13	Место под склад контейнер (проект 1344)	3 этаж
	Подсобно-вспомогательные сооружения (проект 1344)	
9.12.4	Проекторная мачта с молниезащитой H=37,55 м	3 этаж
9.12.5	Проекторная мачта с молниезащитой H=24,3 м	3 этаж
9.12.6	Молниезащитный стержень H=37,04 м	3 этаж
21.1-21.3	Возан-рам для персонала	3 шт. 4 этаж
23	Возан-рам санузла	4 этаж
30.1	Дренажная емкость вытоков стоков	3 этаж
30.2	Дренажная емкость вытоков стоков	4 этаж
22	Контейнерная площадка	4 этаж
	Сооружения пожаротушения (проект 1344)	
8.1	Резервуар противопожарного запаса воды 400 м³ N1	3 этаж
	Существующие сооружения (проект 1344)	
7.1	Резервуар РВС-1000	3 этаж
7.2	Площадка дренажной емкости	3 этаж

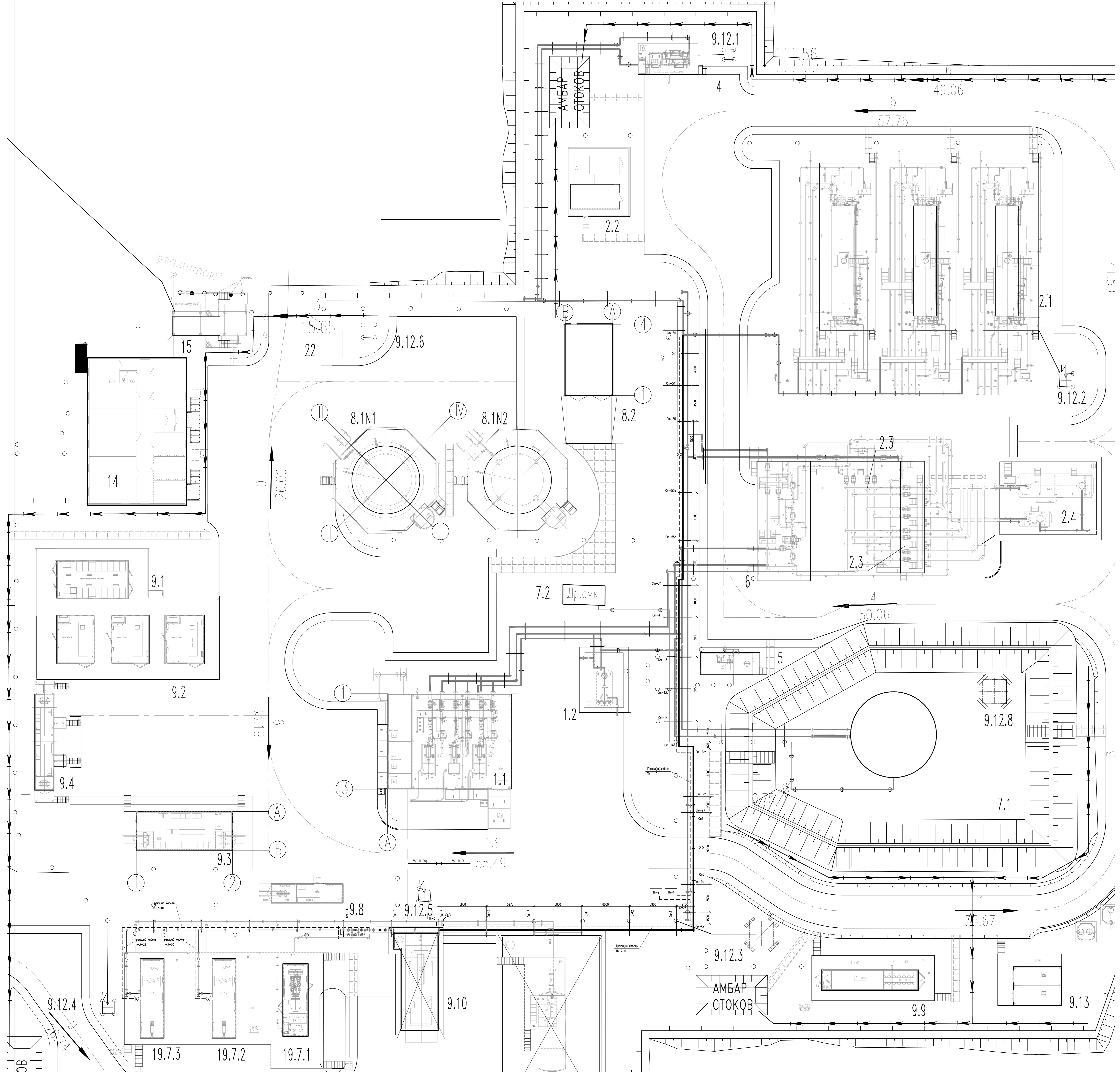
1. Все размеры на чертеже указаны в миллиметрах, если не указано иное.
2. Для обеспечения проектного положения и уклона трубопровода разрываются установка под опоры трубопроводов металлических кожухов, приборных к стальным конструкциям.
3. Для опор на переходе через дорогу предусматривать опорные ушки 50х50х6 длиной 200 мм (по 2 шт. на каждую опору), сваривающиеся боковые перемещения опор.
4. \* Данные уточнить по месту.

1559-П-ТХ-0002		ГЭС на площадке ВПК 148 мм	
Имя	Колос	Лист	Муж.
Рисов.	Незавин	Лист	Жен.
Провер.	Гавина	Лист	Жен.
Госпеч.	Литов	Лист	Жен.
Исполн.	Павлюшина	Лист	Жен.
ГП	Герасим	Лист	Жен.

План неизолированных трубопроводов на проектируемой ГЭС в районе площадки ВПК 148 мм

Формат А0





п/п	Наименование	Количество	Единица измерения
Построенные сооружения (проект 0151), не введенные в эксплуатацию			
Технологические сооружения (проект 1344)			
Насосная внешняя транспорта			
1.1	Площадка насосной станции внешнего транспорта	3	этап
1.2	Площадка дренажной емкости для сбора утечек от насосов и БДР	3	этап
2.2	Площадка блока управления	3	этап
Площадка печи			
2.1	Площадка печи подогрева нефти	3	этап
2.3	Площадка отключающей арматуры	2 шт.	3 этап
2.4	Площадка дренажных емкостей для пены и для сбора с прерывательных клапанов	3	этап
3	Площадка узла запорной арматуры на газопроводере	3	этап
4	Блок системы измерения количества газа	3	этап
6	Площадка узла регулирования давления	3	этап
Сооружения пожаротушения (проект 1344)			
8.1	Резервуар противопожарного запаса воды 400 м3 N2	3	этап
Сооружения электроснабжения (проект 1344)			
9.1	ЗРУ 6кВ	3	этап
9.2	ЧРП	3	этап
9.4	КТП-6/0,4 N2	3	этап
9.11	Проектная мачта H=17 м	2 шт.	3 этап
9.12	Проектная мачта с молниеотводом H=24,3 м	2 шт.	3 этап
9.12.7	Мачта с сооружениями связи	3	этап
Помогно-вспомогательные сооружения (проект 1344)			
14	Операторная	3	этап
15	КПП	4	этап
16	Ограждение	4	этап
Проектные сооружения (проект 1344)			
5	Блок дозирования противобурильной присадки	4	этап
8.2	Склад хранения пожаробезопасных пенообразователей	3	этап
9.3	КТП-6/0,4 N1	3	этап
Электростанция (проект 1344)			
9.6	Площадка емкости для дизельного топлива	Демонтаж	
9.7.1	Площадка блок-модуль ДЭС 1 МВт	Демонтаж	
9.7.2	Дизельная электростанция 1000 кВт с помещением РВБв ДЭС 1/1	Демонтаж	
9.7.3	Дизельная электростанция 1000 кВт ДЭС 1/3	Демонтаж	
19.7.1	Площадка проектируемых ГПС и ДЭС	3	этап
19.7.2	ДЭС-1/1	3	этап
19.7.3	ГПС-1	3	этап
19.7.3	ГПС-2	3	этап
9.8	КТП 0,4/6	3	этап
9.9	Склад масла и ЗИПа (проект 1344)	3	этап
9.10	Площадка слива из автобакиера (проект 1344)	Демонтаж	
9.13	Место под склад контейнер (проект 1344)	3	этап
Помогно-вспомогательные сооружения (проект 1344)			
9.12.3	Проектная мачта с молниеотводом H=37,55 м	3	этап
9.12.4	Проектная мачта с молниеотводом H=24,3 м	3	этап
9.12.5	Молниеотвод H=37,04м	3	этап
21.1-21.3	Возон-дом для персонала	3 шт.	4 этап
23	Возон-дом санузла	4	этап
30.1	Дренажная емкость вытобок стоков	3	этап
30.2	Дренажная емкость вытобок стоков	4	этап
22	Контейнерная площадка	4	этап
Сооружения пожаротушения (проект 1344)			
8.1	Резервуар противопожарного запаса воды 400 м3 N1	3	этап
Существующие сооружения (проект 1344)			
7.1	Резервуар РВС-1000	3	этап
7.2	Площадка дренажной емкости	3	этап

Расчетные параметры	
Классификация зоны (ПУЭ шестое издание, 2002г.)	B-Ie
Минимальная температура окружающей среды	Минус 53°С
Максимальная температура окружающей среды	34°С
Температура поддержания	16°С
Рабочая температура	16°С
Макс. допустимая температура	70°С
Номер цепи	Th-1-01

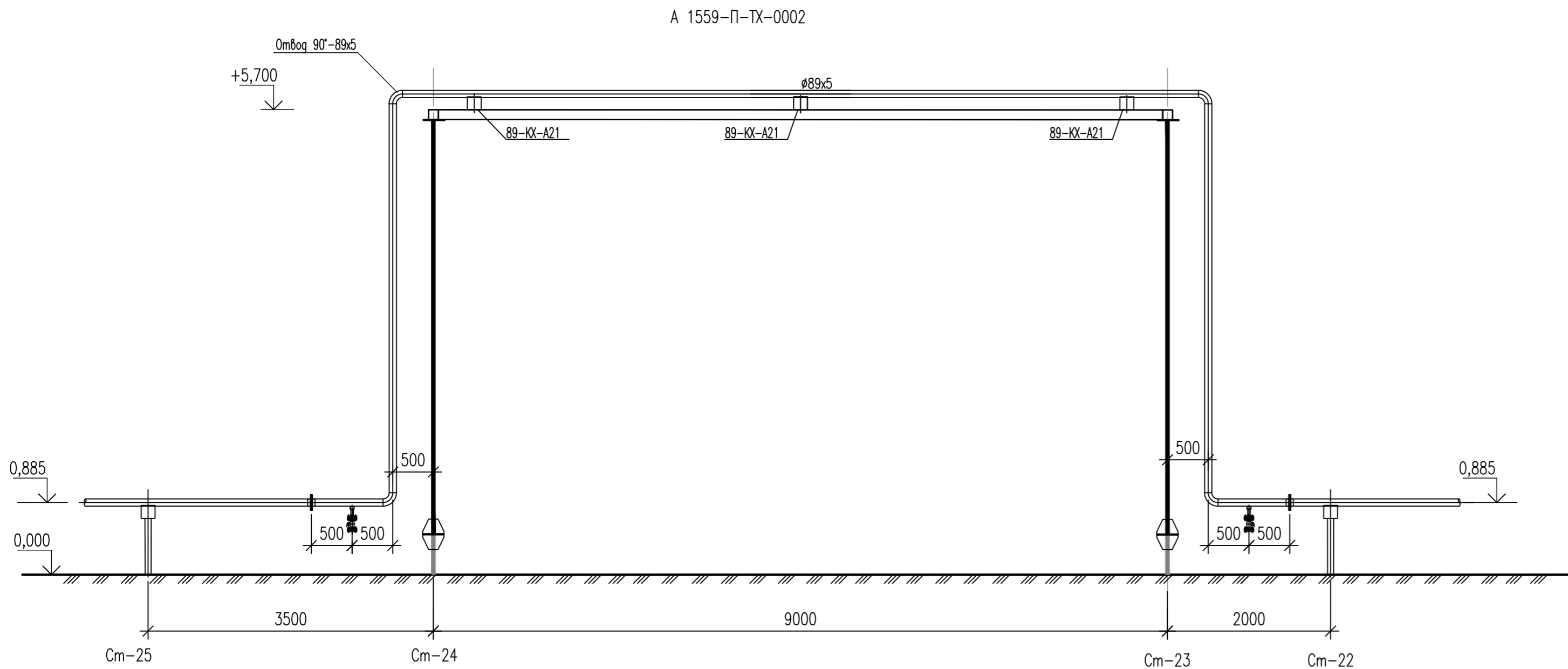
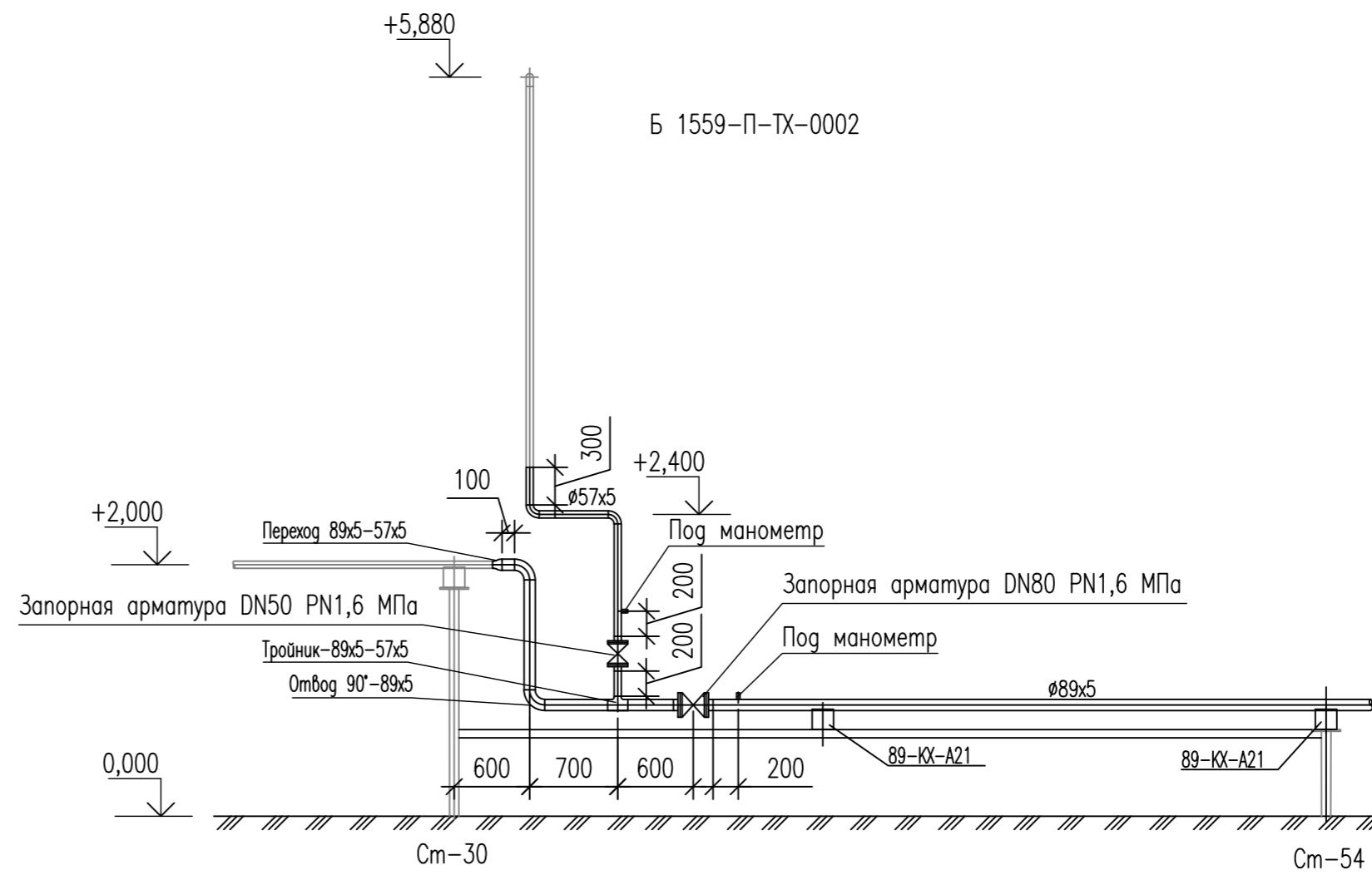
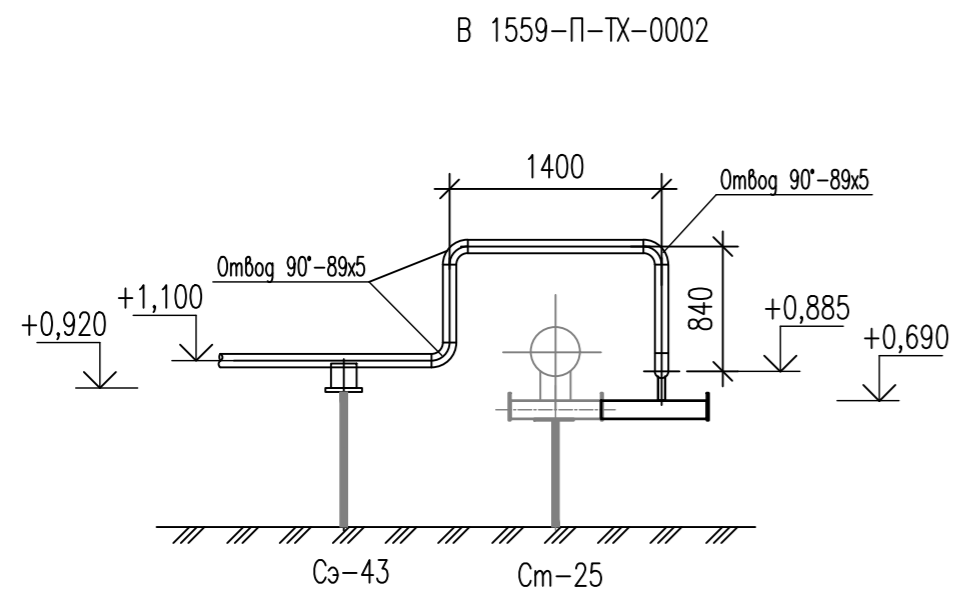
Условные обозначения	
	Трубопровод
	Кабель артезианский
Th-1-01	Номер артезианского кабеля
	Электронный термостат
	Концевая заглушка
Th-1	Номер термостата системы электрообогрева

Ведомость электрических цепей			
Номер термостата	Пусковой ток, А	Рабочий ток, А	Рабочая нагрузка, кВт
Th-1	22,0	13,3	3,64
Th-2	9,6	5,8	1,59
Th-3	25,3	14,2	3,64

1. Все размеры на чертеже указаны в миллиметрах, если не указано иное.

1559-П-ТХ-0003			
ГПС на площадке ВРПН 148 км			
Имя	Кол. м.	Лист	Дата
Рисован	1	1	20.03.2023
Проверен	1	1	20.03.2023
Гос. печать	1	1	20.03.2023
Исполнитель	1	1	20.03.2023
Генеральный директор	1	1	20.03.2023

Составлено: 04.03.2023  
 Взам. инж. Н. С. Сидорова  
 Инженер  
 М.В. Н. Сидорова  
 Инженер  
 1559-П-ТХ-0003\_0.dwg



Стойка 3\* находится между стойками Сп 556 и Сп 4.

1559-П-ТХ-0004					
ГПЭС на площадке ВПСН 148 км					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Аглуллин		<i>[Signature]</i>	25.04.23
Проверил		Галкина		<i>[Signature]</i>	25.04.23
Гл. спец.		Липатов		<i>[Signature]</i>	25.04.23
Н.контр.		Поликашина		<i>[Signature]</i>	25.04.23
ГИП		Терехин		<i>[Signature]</i>	25.04.23
Виды А, Б, В					1

Инф. N подг.	
Подп. и дата	
Взам. инф. N	
Согласовано	
Разраб.	
Согласовано	25.04.23