



Общество с ограниченной ответственностью
«НОВЫЕ РЕСУРСЫ»

Заказчик — **ПАО «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»**

**Строительство промышленной установки по
производству гексен-1 мощностью 50 ттг на площадке
ПАО «НКНХ»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети»

Часть 2 «Тепловые сети»

135IO-00006-66819-ГС50-ИОС4.2

Том 5.4.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
2	820-24		21.08.2024

2024



Общество с ограниченной ответственностью
«НОВЫЕ РЕСУРСЫ»

Заказчик — **ПАО «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»**

**Строительство промышленной установки по
производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети»

Часть 2 «Тепловые сети»

135IO-00006-66819-ГС50-ИОС4.2

Том 5.4.2

Директор, Управление проектами

(подпись, дата)

А.А. Стариков

Главный инженер проекта

(подпись, дата)

Д.В. Пресняков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
2	820-24		21.08.2024

2024

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00039746

Акционерное общество "НИПИгазпереработка"
(АО "НИПИГАЗ")



Заказчик — ПАО «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»

**Строительство промышленной установки по
производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети»

Часть 2 «Тепловые сети»

135IO-00006-66819-ГС50-ИОС4.2

Том 5.4.2

Директор, Управление проектами

(подпись, дата)

А.А. Стариков

Главный инженер проекта

(подпись, дата)

Д.В. Пресняков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	97-23		20.02.2023

2022

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00039746

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
135I0-00006-66819-ГС50-СП	Состав проектной документации	Выпускается отдельным томом 0
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-С	Содержание тома 5.4.2	Лист 2 Изм.1; Изм.2
	Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»	
	Подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети»	
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	Часть 2 «Тепловые сети»	Лист 5 Изм.2
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС.АК-0002 л.1	Межцеховые эстакады. Схема сетей пароснабжения	Лист 170 Изм.1, Изм.2
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС.АК-0002 л.2	Межцеховые эстакады. Схема сетей пароснабжения	Лист 170.а Изм.2 (нов.)
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС.АК-0002 л.3	Межцеховые эстакады. Схема сетей пароснабжения и конденсатопроводов	Лист 171 Изм.1, Изм.2
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС.АК-0002 л.4	Межцеховые эстакады. Схема сетей пароснабжения	Лист 172 Изм.2
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС.АК-0002 л.5	Межцеховые эстакады. Схема сетей теплофикационной воды	Лист 173 Изм.2

Инв. № подл.		Подп. и дата		Взам. инв. №	
00039746					
Разраб.		Плысычева			
Гл. спец.		Проданов			
Н. контр.					
ГИП		Пресняков			

Обозначение							Наименование			Примечание	
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-304/1-ТС.АК-0002 л.1							Внутриплощадочные теплопроводы. Схема сетей паропроводов и конденсаторов			Лист 174 Изм.2	
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-304/1-ТС.АК-0002 л.2							Внутриплощадочные теплопроводы. Схема сетей теплофикационной воды			Лист 175 Изм.2	
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-201-ТС-0001							Прием и осушка растворителей (секция 100). Подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарных продуктов (секция 500, 600). Прием и подготовка газов (секция 200, 800). Узел очистки этилена. План сетей пароснабжения. План сетей конденсата			Лист 176 Изм.2	
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС7.4-202-ТС-0001							Реакторный блок (секция 200). Блок выделения товарного продукта (секция 400). Система вспомогательных сред (секция 500). План сетей пароснабжения и конденсата			Лист 177 Изм.2	
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-205-ТС-0001							Узел термического окисления. План сетей пароснабжения и конденсата			Лист 178 Изм.2	
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-302-ТС-0001							Система энергоносителей и вспомогательных сред. Установка нагрева теплоносителя. План сетей пароснабжения. План сетей конденсата			Лист 179 Изм.2	
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0003							Межцеховые эстакады. План сетей теплоснабжения			Лист 180 Изм.2	
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0004							Межцеховые эстакады. План сетей пароснабжения. Часть 1. План сетей конденсата			Лист 181 Изм.1, Изм.2	
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0005							Межцеховые эстакады. План сетей пароснабжения. Часть 2			Лист 182 Изм.1, Изм.2	
135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0006							Межцеховые эстакады. План сетей пароснабжения. Часть 3. Часть 4			Лист 183 Изм.1, Изм.2	
Инв. № подл.	00039746										Лист
		2	-	Зам.	820-24	21.08.24	135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-С				2
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.					

Обозначение	Наименование	Примечание
135IO-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-304/1-ТС-0003	Внутриплощадочные тепломатериалопроводы. План сетей теплоснабжения. Часть 1, часть 2	Лист 184 Изм.2
135IO-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-304/1-ТС-0004	Внутриплощадочные тепломатериалопроводы. План сетей пароснабжения и конденсата	Лист 185 Изм.2
135IO-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-305-ТС-0001	Факельная система. План сетей пароснабжения.	Лист 186 Изм.2

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	135IO-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-С	Лист
2	-	Зам.	820-24		21.08.24		3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

СОДЕРЖАНИЕ

Лист

1	Общие положения	3
2	Сведения о климатических и метеорологических условиях района строительства, расчетных параметрах наружного воздуха	4
3	Сведения об источниках теплоснабжения, параметрах теплоносителей.....	5
4	Описание и обоснование способов прокладки и конструктивных решений, включая решения в отношении диаметров и теплоизоляции труб теплотрассы от точки присоединения к сетям общего пользования до объектов капитального строительства	8
4.1	Тепловые сети	8
4.2	Тепловая изоляция	14
4.3	Электрический обогрев	17
5	Перечень мер по защите трубопроводов от агрессивного воздействия грунтов и грунтовых вод.....	20
6	Обоснование энергетической эффективности конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в тепловых сетях.....	21
7	Сведения о тепловых нагрузках на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и НА производственные нужды	22
8	Сведения о потребности в паре	23
9	Описание системы автоматизации и диспетчеризации технологических процессов вспомогательных объектов	25
9.1	Объекты автоматизации	25
9.2	Уровень автоматизации и централизация управления	25
9.3	Узлы коммерческого учета энергоресурсов	26
9.5	Условия эксплуатации средств автоматизации	27
9.6	Средства измерений параметров	27
9.7	Приборы измерения температуры	28
9.8	Приборы измерения давления	29
9.9	Приборы измерения расхода	29
9.10	Исполнительные механизмы.....	29
9.11	Системы энергообеспечения средств автоматизации	30
9.12	Системы заземления	31
9.13	Монтаж КИПиА.....	31
10	Описание мест расположения приборов учета используемой тепловой энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов.....	33

Изм.	2	-	Зам.	820-24	21.08.24	13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 4. Часть 2 «Тепловые сети»			Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Плысычева							П	1	165
Гл. спец.		Проданов							<div>СИБУР НОВЫЕ РЕСУРСЫ</div>		
Н. контр.											
ГИП		Соловьев									

11 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в тепловых сетях, позволяющих исключить нерациональный расход тепловой энергии.....	34
Приложение А.....	35
Приложение Б.....	54
Приложение В.....	59
Приложение Г.....	118
Приложение Д.....	126
Приложение Е.....	151
Приложение Ж.....	156
Приложение И.....	160.а
Перечень нормативной документации	161
Список исполнителей	164
Таблица регистрации изменений	165

Инв. № подл. 00039746	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									2	
			2	-	Зам.	820-24		21.08.24	135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Наименование объекта – «Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «Нижнекамскнефтехим» в г.Нижнекамск.

Основанием для проектирования является:

– техническое Задание на разработку проектной документации на «Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн на площадке ПАО НКНХ в г. Нижнекамск» утвержденное первым заместителем генерального директора – главным инженером ПАО «Нижнекамскнефтехим» И.А. Аглямовым в 2022 году, представленное в документе 13510-00006-66819-ГС50-П32, Раздел 1 "Пояснительная записка", Часть 2 "Исходные данные", том 1.2, инв. № 00040038;

– дополнение № 4 к заданию на разработку проектной документации по Объекту: Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 ттг на площадке ПАО «НКНХ».

Наименование организации Заказчика – публичное акционерное общество «Нижнекамскнефтехим».

Место строительства – РФ, Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск, территория ПАО «Нижнекамскнефтехим».

Вид строительства – новое строительство.

Режим работы установки – непрерывный, круглогодичный, 8186 часов в год. Межремонтный период принят один раз в два года.

Нормативный срок эксплуатации оборудования, трубопроводов, зданий и сооружений – не менее 25 лет.

В данном томе представлены сведения об источниках теплоснабжения и параметрах теплоносителя для объекта «Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «Нижнекамскнефтехим» в г.Нижнекамск.

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

Принятые технические решения соответствуют нормативно-технической документации, перечень которой приведен в «Перечне нормативной документации», а также СТУ на проектирование и строительство в части обеспечения пожарной безопасности объекта, СТУ на проектирование и строительство объекта и обоснования безопасности опасного производственного объекта.

Инв. № подл.	00039746	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
										3
2	-	Зам.	820-24		21.08.24	13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					

2 СВЕДЕНИЯ О КЛИМАТИЧЕСКИХ И МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА, РАСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРАХ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА

Для проектирования систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха расчетные величины температуры и влажности наружного воздуха для района строительства приняты согласно п. 5.13 СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. СНиП41-01-2003», по таблицам 10.1, 3.1 и 4.1 СП 131.13330.2020 «Строительная климатология СНиП23-01-99*» для г. Елабуга, Республика Татарстан.

Расчетная среднесуточная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции в холодный период (параметры Б) принята по температуре воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 - минус 31 °С;

Средняя температура отопительного периода минус 5,1 °С.

Расчетная минимальная температура наружного воздуха для выбора электрооборудования минус 47 °С.

Средняя месячная относительная влажность воздуха:

- наиболее холодного месяца 82 %;
- наиболее жаркого месяца 68 %.

Максимальная из средних скоростей ветра за январь 4,1 м/с.

Минимальная из средних скоростей ветра за июль 1,0 м/с.

Продолжительность отопительного периода 209 суток.

Инв. № подл.	00039746	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2				

3 СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ПАРАМЕТРАХ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ

Источником теплоснабжения промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «Нижекамскнефтехим» в г.Нижекамск (далее Установки) является теплоэлектроцентраль АО «ТГК-16» НК ТЭЦ (ПТК-1).

Теплоснабжение технологических потребителей осуществляется согласно технических условий:

- от теплоэлектроцентрали АО «ТГК-16» НК ТЭЦ (ПТК -1) перегретым водяным паром высокого давления (ВД) - письмо №102/1754 от 08.12.2022 г., приведено в Приложении А и от действующих трубопроводов пара ВД – письма №22360-ИсхП от 27.09.2022, №267-ИсхП от 12.01.2023 приведены в Приложении Б

- от теплоэлектроцентрали АО «ТГК-16» НК ТЭЦ (ПТК -1) перегретым водяным паром среднего давления (СД) и действующих трубопроводов пара СД - письма №22361-ИсхП от 27.09.2022 г., №28419-исхП от 29.12.2022, №268-ИсхП от 12.01.2023 - приведены в Приложении В;

- от теплоэлектроцентрали АО «ТГК-16» НК ТЭЦ (ПТК -1) – теплофикационной водой - письмо №22355-ИсхП от 26.09.2022 г., приведено в Приложении Г;

- от действующих трубопроводов пара СД для подключения титула 305 (ЗФУ) – письмо №24669-ИсхП от 02.11.2022 г., - приведены в Приложении И;

К потребителям тепла на Установке относятся:

- системы отопления и вентиляции производственных зданий (титулы 202/1, 203/1, 401, 608/1, 608/2, 609);

- система теплоснабжения технологического оборудования (технологические потребители титулов 201, 202, 205, 302);

- пропарка технологического оборудования (титулы 201, 202, 305);

- система паровой противопожарной защиты оборудования (титул 205, 305).

Характеристика потребителей тепла и расходы по потребителям приведены в Таблицах 7.1 и 8.1.

В качестве теплоносителей от внешних сетей используются следующие теплоносители:

- теплофикационная вода по температурному графику 135 / 65 °С, с рабочим давлением 0,46 МПа в подающем трубопроводе (HWS) и 0,37 МПа в обратном трубопроводе (HWR) со срезкой на 70 °С от АО «ТГК-16» НК ТЭЦ (ПТК -1);

- перегретый водяной пар с рабочим давлением 3,0±0,2 МПа (HS) и рабочей температурой до плюс 305±25 °С от АО «ТГК-16» НК ТЭЦ (ПТК -1);

- перегретый водяной пар с рабочим давлением 1,35...1,55 МПа (MS1) и рабочей температурой до плюс 231...249 °С от АО «ТГК-16» НК ТЭЦ (ПТК -1).

Изн. № подл.	00039746	Взам. инв. №				
		Подп. и дата				
2	-	Зам.	820-24		21.08.24	Лист 5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	

13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2

Возврат конденсата (SC) во внешние сети при нормальном рабочем режиме в объеме 80÷100 % запроектирован на АО «ТГК-16» НК ТЭЦ (ПТК -1). Температура возвращаемого конденсата на границе Установки 35÷39 С°, давление 0,28÷0,35 МПа для обеспечения параметров в точке врезки согласно Техническим условиям (письмо №22491-ИсхП от 28.09.2022 г., приведено в Приложении Д).

Контроль качества (состава) возвращаемого конденсата осуществляется на установке титула 302 в блоке аналитического контроля возвратного конденсата 302-AI-0001 - постоянно в автоматическом режиме и периодически персоналом при помощи пробоотборных точек по следующим показателям: нефтепродукты, водородный показатель, содержание кремневой кислоты, электропроводность, органический углерод. В случае превышения любого из показателей выдается сигнал в операторную производства.

Подключение титула 305 (ЗФУ) от действующих паропроводов производства НКНХ предусмотрено согласно ТУ от трубопроводов пара среднего давления с рабочим давлением 1,26 Мпа (MS1) и рабочей температурой пара 228 °С. Постоянное потребление пара для технологического процесса не предусмотрено. Пар для титула 305 используется в межремонтный период для пропарки и в случае аварии на паровую защиту оборудования (в годовых балансах не учитывается).

Для обеспечения требуемых для технологического процесса параметров пара в составе технологической установки титула 202 предусмотрено снижение параметров пара. Рабочие параметры пара после узлов редуцирования составляют:

- для узла редуцирования HS/MS – пар среднего давления (СД) 22 кгс/см², температура 240 °С;
- для узла редуцирования MS1/LS – пар низкого давления (НД) 6,5 кгс/см², температура 190 °С;
- для узла редуцирования MS1/LLS - пар низкого давления (НД) 3,0 кгс/см², температура 145 °С.

Сбор конденсата от технологических потребителей пара LC и охлаждение его до 35÷39 °С для возврата осуществляется на технологической установке системы энергоносителей и вспомогательных сред (титул 302).

Описание технических решений в части использования водяного пара для обеспечения ведения технологического процесса и эксплуатации оборудования приведено в книге 135IО-00006-66819-ГС50-ИОС7.1 Раздел 5, Подраздел 7 «Технологические решения», Том 5.7.1, инв. № 00038673.

Потребители тепла по надежности теплоснабжения относятся ко второй категории.

Режимы потребления тепла:

- технология круглосуточно, круглогодично (с учетом межремонтного периода);
- отопление и вентиляция круглосуточно, в течение отопительного периода (209 суток);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00039746

										Лист
2	-	Зам.	820-24			21.08.24			135IО-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					

- обогрев трубопроводов, аппаратов круглосуточно, в течение отопительного периода (209 суток);
- пропарка оборудования периодически (при ремонте);
- система паровой противопожарной защиты узла термического окисления и факельного хозяйства (периодически при аварии).

На основании выданных ТУ (письмо АО «ТГК-16» № Исх.№ 102/1572 от 14.11.2022г.) по теплоносителю перегретый водяной пар высокого давления:

- максимальные часовая и среднечасовая тепловая нагрузка подключаемого объекта – 53,754 Гкал/ч.

- максимальные расчётный и среднечасовой расход теплоносителя – 75,817 т/ч.

- минимальная (аварийная) тепловая нагрузка подключаемого объекта – 35,45 Гкал/ч - в зимний период, 28,36 Гкал/ч - в летний период.

- минимальный (аварийный) расход теплоносителя – 50 т/ч в зимний период, 40 т/ч в летний период.

На основании письма ПАО «Нижнекамскнефтехим» № 22361-ИсхП от 27.09.2022г.) по теплоносителю перегретый водяной пар среднего давления:

- суммарная тепловая нагрузка подключаемого объекта - 143,709 Гкал/ч.

- максимальные расчётный и среднечасовой расход теплоносителя - 209,184 т/ч.

- минимальная (аварийная) тепловая нагрузка подключаемого объекта - 34,35 Гкал/ч - в зимний период, 27,48 Гкал/ч - в летний период.

- минимальный (аварийный) расход теплоносителя - 50 т/ч в зимний период, 40 т/ч в летний период.

Расчетные расходы тепла на площадке Гексен-1 по режимам работы и зимнему/летнему периодам приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Расчетные расходы тепла по теплоносителям

Наименование потребителей	Теплоноситель	Расход тепла по режимам			
		Зимний (максимальный), Гкал/час	Летний (максимальный), Гкал/час	Среднее потребление, Гкал/час	Годовой, Гкал/год
Отопление Вентиляция	Вода от 135°C до 65°C	4,504	-	2,123	10651,26
Технология	Пар водяной Р=1,5 МПа Т=240 °С	19,72	19,72	17,386	128089,76

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00039746

2	-	Зам.	820-24		21.08.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2

Лист

7

Наименование потребителей	Теплоноситель	Расход тепла по режимам			
		Зимний (максимальный), Гкал/час	Летний (максимальный), Гкал/час	Среднее потребление, Гкал/час	Годовой, Гкал/год
Технология	Пар водяной Р=3,0 МПа Т=300 °С	12,54	12,54	11,077	81606,14
Технология	Конденсат Р = от 0,28 до 0,35 МПа Т= от 35 °С до 39 °С	1,796	1,796	1,5846	11674,756
Технология	Антифриз, Т= от 90 °С до 65 °С	1,96045	-	0,722	9833,62

Принципиальные схемы, планы тепловых сетей представлены в графических материалах данной книги.

Согласно технических условий подключение вновь проектируемого паропровода выполнено с установкой на общем участке паропровода электроприводной задвижки, которая обеспечивает возможность оперативного выведения паропровода из работы в случае аварийной ситуации на вновь проектируемом производстве.

Штаты приведены в 135Ю-00006-66819-ГС50-ИОС7.6 Раздел 5, Подраздел 7, Часть 6 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием», Том 5.7.6., инв.№ 00038510.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00039746

2	-	Нов.	820-24		21.08.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

135Ю-00006-66819-ГС50-ИОС4.2

Лист

7.а

**4 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ ПРОКЛАДКИ И
КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ, ВКЛЮЧАЯ РЕШЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ
ДИАМЕТРОВ И ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ТРУБ ТЕПЛОТРАССЫ ОТ ТОЧКИ
ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТЯМ ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ ДО ОБЪЕКТОВ
КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА**

4.1 Тепловые сети

Проектирование, изготовление, монтаж и испытание трубопроводов тепловых сетей выполняются в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013);
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- СП 124.13330.2012 с изм.1 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»;
- СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети».

Трубопроводы тепловых сетей прокладываются надземно по эстакадам совместно с технологическими трубопроводами и кабельными сетями и на отдельно стоящих опорах.

Планы сетей теплоснабжения отражены на чертежах данного тома: 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0003, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0004, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0005, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0006, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-304/1-ТС-0003, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-304/1-ТС-0004, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-201-ТС-0001, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-202-ТС-0001, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-205-ТС-0001, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-302-ТС-0001, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-305-ТС-0001 которые приведены в данной книге.

Прокладка трубопроводов на эстакадах обеспечивает:

- возможность использования предусмотренных проектом подъемно-транспортных средств;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов, испытаниям и диагностированию;
- изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;
- наименьшую протяженность;
- исключение провисания и образования застойных зон;
- возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов и защиту от повреждений
- возможность беспрепятственного перемещения средств пожаротушения.

Инв. № подл.	00039746	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>электричества;</p> <ul style="list-style-type: none"> – наименьшую протяженность; – исключение провисания и образования застойных зон; – возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов и защиту от повреждений – возможность беспрепятственного перемещения средств пожаротушения. 					
Изм.	Кол.вч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2			Лист
2	-	Зам.	820-24		21.08.24				8

Высота прокладки надземных трубопроводов тепловых сетей предусматривается в соответствии с требованиями СП 18.13330.2019 «Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка» и составляет не менее:

- в местах прохода персонала – 2,2 м;
- в местах пересечения с автодорогами в свету (от верха покрытия проезжей части до низа труб или поверхности изоляции, или до низа строительной конструкции) – 5,0 м.

Протяженность трубопроводов тепловых сетей составляет не менее:

- трубопроводов теплофикационной воды – 600 м;
- трубопроводов водяного пара – 2180 м;
- трубопроводов конденсата – 600 м.

Перечень проектируемых трубопроводов, характеристики и категория трубопроводов согласно ТР ТС 032/2013 представлены в Приложении Е. Таблицы расчетов толщин стенок труб приведены в Приложении Ж.

Для компенсации тепловых деформаций трубопроводов тепловых сетей используются углы поворотов трубопроводов (самокомпенсация) и П-образные компенсаторы, устанавливаемые на основании расчетов в ПО «СТАРТ».

Монтаж трубопроводов выполняется на стандартных скользящих и неподвижных опорах, изготавливаемых по ОСТ 36-146-88. Материал опор сталь 09Г2С.

Расстояние между скользящими опорами на прямых участках зависит от способа прокладки, параметров теплоносителя, диаметра трубопровода и определяется на основании расчётов на прочность, исходя из возможности максимального использования несущей способности труб и по допускаемому прогибу, принимаемому не более 0,02 DN.

Неподвижные опоры установлены на прямых участках исходя из условий компенсирующей способности компенсаторов и участков самокомпенсации. Неподвижные опоры служат для распределения термических удлинений теплопровода между компенсаторами и для обеспечения равномерной работы последних. Расстояние между неподвижными опорами определено расчетом труб на прочность.

В проекте для паропроводов внутренним диаметром более 150 мм с температурой пара 300 °С и более предусмотрена установка указателей перемещений. К указателям перемещений предусмотрен свободный доступ.

Индикаторы устанавливаются на прямолинейных участках паропроводов предпочтительно вблизи гибов через 2- 3 межопорных пролета в местах с ожидаемыми наибольшими значениями тепловых перемещений и удобных для доступа и обслуживания.

Кронштейн индикатора приваривается к паропроводу на расстоянии не менее 100 мм отгиба, сварного соединения и не менее 200 мм от края опоры.

Уклоны трубопроводов на эстакадах приняты:

- для трубопроводов теплофикационной воды – не менее 0,002;
- для трубопроводов пара и конденсата – не менее 0,004.

В соответствии с требованиями СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» проектом предусматриваются:

- установка запорной арматуры из низколегированной стали исполнения ХЛ;
- штуцеры с запорной арматурой для спуска воды в нижних точках трубопроводов водяных тепловых сетей;

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.	00039746						
<p>кронштейн индикатора приваривается к паропроводу на расстоянии не менее 100 мм отгиба, сварного соединения и не менее 200 мм от края опоры.</p> <p>Уклоны трубопроводов на эстакадах приняты:</p> <ul style="list-style-type: none">– для трубопроводов теплофикационной воды – не менее 0,002;– для трубопроводов пара и конденсата – не менее 0,004. <p>В соответствии с требованиями СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» проектом предусматриваются:</p> <ul style="list-style-type: none">– установка запорной арматуры из низколегированной стали исполнения ХЛ;– штуцеры с запорной арматурой для спуска воды в нижних точках трубопроводов <p>водяных тепловых сетей;</p>											
2	-	Зам.	820-24		21.08.24	13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата						
						Лист					
						9					

13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2

– штуцеры с запорной арматурой для выпуска воздуха в высших точках трубопроводов тепловых сетей.

Арматура установлена в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Для обслуживания арматуры и оборудования, расположенных на высоте 1,8 м и более, предусмотрены площадки обслуживания шириной не менее 0,8 м с ограждениями и лестницами. На эстакадах обслуживание арматуры обеспечивается с проходных мостиков шириной не менее 0,7 м. Запорная трубопроводная арматура по герметичности затвора выбрана из условия обеспечения норм герметичности по ГОСТ 9544-2015.

Для тепловых сетей применяется стальная фланцевая арматура из низколегированной стали. Трубопроводную арматуру надлежит монтировать в закрытом состоянии. Фланцевые соединения арматуры должны быть выполнены без натяга трубопроводов.

Задвижки и затворы номинальным диаметром 500 мм оборудованы приводами, позволяющими облегчить операции по управлению арматурой. Для арматуры диаметром DN500 мм предусмотрены козырьки (навесы) для защиты арматуры от атмосферных осадков.

Типы фланцев, исполнения уплотнительных поверхностей, присоединительные размеры фланцев должны отвечать требованиям ГОСТ 33259-2015.

В проекте применяются фланцы стальные, приварные встык типа 11 с уплотнительной поверхностью исполнения В (соединительный выступ) с применением спирально-навитых прокладок с двумя ограничительными кольцами - для трубопроводов тепловых сетей с давлением не более 4,0 МПа.

Арматура комплектуется эксплуатационной документацией, в том числе паспортом, техническим описанием и руководством по эксплуатации. Разрешительные документы соответствуют установленным требованиям технических регламентов Таможенного союза: ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2013.

Арматура на ответвлениях размещается максимально близко к магистрали для исключения застойных зон. Для воздушных устройств и дренажей обеспечена возможность визуального контроля удаления среды.

Для всей арматуры расположенной на высоте более 1,8 м предусматриваются стационарные площадки обслуживания.

Предусматриваются мероприятия (уклоны, воздушники, спускники, дренажи), позволяющие проводить опорожнение всех трубопроводов после испытаний и перед ремонтом.

Все участки паропроводов, которые могут быть отключены запорными органами, для возможности их прогрева и продувки, снабжены в концевых точках штуцером с вентилем, а при давлении свыше 2,2 МПа - штуцером и двумя последовательно расположенными вентилями: запорным и регулирующим.

Нижние концевые точки паропроводов и нижние точки их изгибов снабжены устройством для продувки.

Спуск воды из трубопроводов в низших точках водяных тепловых сетей предусмотрен в канализационные колодцы систем канализации завода. Температура сбрасываемой воды не более плюс 40 °С.

Постоянный дренаж паропроводов предусматривается в нижних точках паровых сетей и перед вертикальными подъемами. В этих же местах, а также на прямых

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	00039746							Лист		
											13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	10
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата			

участках паропроводов через каждые от 400 до 500 м при попутном уклоне и через каждые от 200 до 300 м при встречном уклоне предусматривается пусковой дренаж паропроводов. Для постоянного дренажа паровых сетей или при совмещении постоянного дренажа с пусковым предусматриваются штуцера с заглушками и конденсатоотводчики, подключенные к штуцеру через дренажный трубопровод. Для пускового дренажа паровых сетей предусматриваются штуцеры с запорной арматурой. На каждом штуцере предусматриваются по одной задвижке или вентилю.

Материальное исполнение трубопроводов и запорной арматуры предусматривается в соответствии со свойствами и рабочими параметрами транспортируемой среды, а также абсолютной минимальной температурой района строительства минус 47 °С.

Трубопроводы тепловых сетей выполнены из хладостойкой низколегированной стали 09Г2С:

– трубы DN 15...DN 40 изготавливаются по ГОСТ 32678-2014 «Трубы стальные бесшовные и сварные холоднодеформированные общего назначения. Технические условия»;

– трубы DN 50...DN 400 изготавливаются по ГОСТ 32528-2013 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия».

Трубопроводы DN 500 – сварные, классом прочности К50, К60. Изготавливаются по ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия», допускается применение труб по ТУ.

В соответствии с требованиями ТР ТС 032/2013 трубы и детали трубопроводов изготовлены из сталей, обладающих технологической свариваемостью, относительным удлинением металла при разрыве не менее 14 % и ударной вязкостью не ниже $KCV = 27 \text{ Дж/см}^2$, при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода.

Арматура, выполненная из низколегированной, стали, должна иметь ударную вязкость металла не ниже $KCV = 27 \text{ Дж/см}^2$ ($2,7 \text{ кгс м/см}^2$) при наименьшей возможной температуре корпуса арматуры.

Для тепловых сетей приняты детали и элементы трубопроводов заводского изготовления. Материал деталей трубопроводов соответствует материалу соединяемых труб. Детали трубопроводов бесшовные приварные из низколегированной углеродистой стали, должны удовлетворять требованиям технических условий согласно ГОСТ 17380-2001.

Толщины стенок труб и деталей проектируемых трубопроводов обеспечивают срок их эксплуатации не менее 30 лет. Расчет толщины стенки выполнен в соответствии с ГОСТ Р 55596-2013 с помощью программы «Старт». Назначенный срок службы применяемых трубопроводов – 30 лет.

Сварку и термообработку трубопроводов и их элементов проводить в соответствии со СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети», Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением».

Все сварные соединения подлежат визуальному осмотру и измерениям перед проведением контроля неразрушающими методами. Метод неразрушающего

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.	00039746							Лист
												11
						13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата							

контроля (ультразвуковой, радиографический, оба метода в сочетании) выбирают исходя из возможности обеспечения наиболее полного и точного выявления дефектов конкретного вида сварных соединений с учетом особенностей физических свойств металла и данного метода контроля. Испытания и контроль сварных швов трубопроводов, на которые не распространяется область действия Приказа N 536 Об утверждении федеральных правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением" от 15 декабря 2020 года (далее ФНП №536), проводят в соответствии с разделом 5 СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети».

Сварку и контроль качества сварных соединений трубопроводов, на которые распространяется область действия ФНП №536, проводят в соответствии положениями ФНП № 536.

После окончания монтажных и сварочных работ на монтажной площадке, термообработки (при необходимости), контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и закрепления всех опор, подвесок трубопроводы подвергаются визуальному осмотру и очистке; испытанию на прочность и плотность.

Конденсатопроводы и трубопроводы водяных тепловых сетей должны быть промыты водой, паропроводы - продуты паром.

Испытанию подвергается весь трубопровод, допускается проводить испытание трубопровода отдельными участками.

При испытании на прочность и плотность испытываемый трубопровод отсоединяется от аппаратов и других трубопроводов заглушками.

При проведении испытаний вся запорная арматура, установленная на трубопроводе, должна быть полностью открыта, на месте регулирующих клапанов и измерительных устройств должны быть установлены монтажные катушки, все врезки, штуцера, бобышки должны быть заглушены.

Для каждой трубы предусматривается гидравлическое испытание на прочность. Согласно разделу 8 СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети», трубопроводы водяных тепловых сетей следует испытывать 1,25 рабочего, но не менее 1,6 МПа, паропроводы, конденсатопроводы – давлением, равным 1,25 рабочего.

На трубопроводах, на которые распространяется область действия ФНП №536 объем неразрушающего контроля сварных швов принят не ниже значений, указанных в РД 153-34.1-003-01 «Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте энергетического оборудования»:

- поперечные стыковые сварные соединения трубопроводов категории IIIэ в объеме не менее 5 % (но не менее трех стыков) от общего числа однотипных стыков трубопровода, выполненных каждым сварщиком (по всей длине соединения);
- поперечные стыковые сварные соединения трубопроводов категории IVэ в объеме не менее 3 % (но не менее двух стыков) от общего числа однотипных стыков трубопровода, выполненных каждым сварщиком (по всей длине соединения).

Объем контроля качества сварных стыков трубопроводов тепловых сетей наружным диаметром свыше 465 до 900 мм приняты в объеме не менее 10 % (но не менее четырех стыков) в соответствии с п. 5.17 СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети».

Инв. № подл.	00039746	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист	
										12	
Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	Зам.	№ док.	820-24	Подп.	21.08.24	Дата	
13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2											

На трубопроводах, на которые не распространяется область действия ФНП №536 объем неразрушающего контроля сварных швов принят в соответствии с п.5.17 СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети».

- для трубопроводов наружным диаметром до 465 мм включительно – в объеме 3% (но не менее двух стыков);
- для трубопроводов наружным диаметром свыше 465 мм - в объеме 6% (не менее трех) общего числа однотипных стыков, выполненных каждым сварщиком.

Неразрушающими методами контроля выполняется 100 % сварных соединений трубопроводов тепловых сетей при пересечении зданий и сооружений - на расстоянии не менее 5 м от стен зданий и сооружений.

Для защиты от атмосферной коррозии на трубопроводы и арматуру наносится наружное антикоррозийное лакокрасочное покрытие (АКЗ покрытие), выдерживающее температуру технологического процесса соответствующего участка трубопровода и температуру окружающей среды.

Предусматривается АКЗ покрытие, включающее систему: грунтовочный слой, промежуточный слой и финишный слой. Основные требования к системам АКЗ покрытий, эксплуатирующийся при температуре ≤ 120 °С приняты в соответствии с ISO 12944-5:2019. При этом необходимо учитывать стойкость АКЗ покрытий при возможных временных превышениях температуры 120 °С. Системы АКЗ покрытий для эксплуатации при температуре > 120 °С назначаются по рекомендации и гарантии поставщиков лакокрасочных материалов.

Качественно выполненное и обслуживаемое АКЗ покрытие полностью предупреждает коррозионное воздействие со стороны атмосферы, поэтому дополнительных противокоррозионных мероприятий не требуется.

Защитные покрытия для изолированных поверхностей назначаются такие же, как и для не изолированных.

Прибавка к толщине элементов для компенсации атмосферной коррозии для защищенных покрытиями металлических поверхностей не назначается.

С целью быстрого определения содержимого трубопроводов и облегчения управления производственными процессами, а также обеспечения безопасности труда, для всех трубопроводов предусматривается опознавательная окраска. Опознавательная окраска трубопроводов выполняется сплошной по всей поверхности или отдельными участками. При нанесении опознавательной окраски на трубопроводы участками, цветные кольца наносятся через каждые 10 м внутри производственных помещений и на наружных установках. Длина таких участков опознавательной окраски зависит от диаметра трубы (с учетом изоляции).

Опознавательная окраска трубопроводов выполняется и размещается в соответствии с ГОСТ 14202-69.

Инв. № подл.	00039746	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										13
2	-	Зам.	820-24		21.08.24	13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Проектом предусмотрена молниезащита и защита от статического электричества кожухов теплоизоляции.

Выбранные материалы в процессе эксплуатации не выделяют вредные, пожароопасные и взрывоопасные, неприятно пахнущие вещества в количествах, превышающих предельно допустимые концентрации, а также болезнетворные бактерии, вирусы и грибки.

Материалы, примененные в качестве теплоизоляционного и покровного слоев, сертифицированы.

Толщины изоляции проектируемых трубопроводов представлены в Таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Толщины изоляции проектируемых трубопроводов

Наименование трубопровода	Температура, °С	Температура макс., °С	Диаметр трубопровода (DN), мм	Толщина изоляции, мм
HWS1. Трубопровод теплофикационной воды прямой	плюс 135	плюс 150	200	80
			150	70
			100	70
			80	60
			50	50
HWR1. Трубопровод теплофикационной воды обратный	плюс 65	плюс 150	200	60
			150	60
			100	50
			80	50
			50	40
EGR. Раствор этиленгликоля (теплоноситель) прямой	плюс 90	плюс 110	200	70
			150	60
			100	60
			80	50
			50	40
EGS. Раствор этиленгликоля (теплоноситель) обратный	плюс 65	плюс 110	200	60
			150	60
			100	50
			80	50
			50	40
HS. Пар водяной высокого давления	плюс 267÷297	плюс 350	200	100
			150	100
			100	90

Изм. № подл.	00039746
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	135IO-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	Лист
							15

Наименование трубопровода	Температура, °С	Температура макс., °С	Диаметр трубопровода (DN), мм	Толщина изоляции, мм
MS. Пар водяной среднего давления	плюс 240	плюс 280	150	90
			100	80
			80	80
			50	70
			25	50
MS1. Пар водяной среднего давления из сети завода	от плюс 238 до плюс 240	плюс 249	250	110
			200	100
			150	90
			100	80
			50	70
LS. Пар водяной низкого давления	плюс 191	плюс 230	25	50
			350	100
			300	100
			250	90
			200	90
			150	80
			100	70
			80	70
LLS. Пар водяной сверхнизкого давления	плюс 145	плюс 185	50	60
			32, 25	50
			200	80
			150	70
			100	70
SC. Конденсат водяного пара	плюс 35	плюс 110	80	60
			50	50
			32, 25	40
			150	50
			150	50
HSC. Конденсат водяного пара для РОУ	от плюс 90 до плюс 100	плюс 120	50	40
MC1. Конденсат водяного пара среднего давления от MS1	от плюс 168 до плюс 178	плюс 260	150	80
			100	70
			80	70
			50	60
			32	50
LC. Конденсат водяного пара низкого давления	от плюс 104 до плюс 133	плюс 210	25	50
			400	80
			300	80
			200	80

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

00039746

Лист

16

13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2

Наименование трубопровода	Температура, °С	Температура макс., °С	Диаметр трубопровода (DN), мм	Толщина изоляции, мм
			150	70
			100	70
			80	60
			50	50
			32, 25	40
LLC Конденсат водяного пара сверхнизкого давления	от плюс 104 до плюс 133	плюс 165	150, 100	70
			80	60
			50	50
			32, 25	40

4.3 Электрический обогрев

Система электрообогрева обеспечивает бесперебойную и безаварийную работу защищаемых технологических систем.

Проектом предусматривается применение системы электрического обогрева для:

- трубопроводов, диаметром до 100 мм включительно (и больших диаметров в обоснованных случаях), для защиты от замерзания и для поддержания необходимой температуры;
- импульсных труб КИПиА с коренной арматурой.

Система электрообогрева выполнена в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (шестое и седьмое издания).

Категория надежности электроснабжения системы электрообогрева технологических трубопроводов определяется отдельно для каждого трубопровода в зависимости от технологических требований, предъявляемых к продукту, транспортируемому по данным трубопроводам. Категория надёжности электроснабжения для каждого трубопровода будет указана на стадии рабочего проектирования.

В системе электрообогрева применяются различные типы греющих кабелей в зависимости от характеристик обогреваемых объектов. Подбор кабелей осуществляется на основании расчета теплотерь (с минимальным коэффициентом запаса – 10 %) с учетом типа и толщины теплоизоляции согласно раздела 6.3 ГОСТ IEC 60079-30-2-2011 и СП 61.13330.2012 и обеспечивает компенсацию теплотерь обогреваемых объектов.

Система электрообогрева предназначена для бесперебойной работы на открытом воздухе, в загрязненной, в том числе химическими веществами, промышленной среде. Элементы системы предназначены для использования при температуре минус 47 °С.

Все электрооборудование и электрические компоненты, устанавливаемые во взрывопожароопасных зонах, имеют специальную взрывозащиту (Ex-de, Ex-e) соответствующую требованиям ГОСТ IEC 60079-10-1-2011 и ГОСТ 30852.9-2002,

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00039746

										Лист
2	-	Зам.	820-24		21.08.24					17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					

13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2

температурный класс не ниже Т3 согласно ГОСТ 31610.0-2014, и степень защиты от влаги не ниже IP55 в соответствии с ГОСТ 14254-2015.

Расчетный срок службы компонентов системы электрообогрева, без каких-либо отклонений в тепловом КПД и механических характеристиках элементов, составляет не менее двадцати пяти лет.

Нагревательные кабели выдерживают без сбоев предельную температуру при самых тяжелых условиях эксплуатации, в том числе, при отказе устройства регулирования температуры, максимальной температуре окружающей среды, без ветра, с кабелем, работающем с напряжением, превышающим номинальное, и трубопроводом с жидкостью рабочей температуры или при отсутствии жидкости в трубопроводе, в зависимости от того, что является более сложным условием.

Температура греющего кабеля в самых экстремальных условиях не превышает допустимую температуру технологического процесса и не превышает температурный класс для взрывоопасной зоны.

Все элементы систем электрообогрева имеют необходимые разрешительные документы:

– Сертификат об утверждении типа средств измерений на основании Федерального закона РФ № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. (для средств измерений);

– Сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/20111 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (для оборудования во взрывоопасной зоне);

– Сертификат соответствия (декларация о соответствии) требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 004/2012 «О безопасности низковольтного оборудования» (для оборудования в не взрывозащищенном общепромышленном исполнении);

– Сертификат соответствия (декларация о соответствии) требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/20111 «Электромагнитная совместимость технических средств» (при необходимости);

– Свидетельства о первичной поверке средств измерения.

В системе электрообогрева применяются греющие кабели и комплектующие, Поставщик которых будет определен на стадии рабочего проектирования путем тендерного выбора с обязательным подтверждением наличия необходимых сертификатов по взрывозащите.

С учетом условий проекта использованы следующие основные типы греющих кабелей и систем:

- саморегулирующиеся кабели электрообогрева;
- кабели электрообогрева постоянной мощности;
- греющие кабели с минеральной изоляцией.

Для управления электрообогревом технологических, импульсных трубопроводов используются комплектные системы управления электрообогревом, включающие в себя полевые датчики температуры и модули управления.

Инв. № подл.	00039746	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
										18
2	-	Зам.	820-24		21.08.24	13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					

Система электрообогрева технологических трубопроводов и импульсных линий КИП, предназначенная для защиты от замерзания, выполнена с управлением по температуре окружающего воздуха и работает при температуре воздуха ниже плюс 10 °С.

Система электрообогрева технологических трубопроводов предназначена для поддержания необходимой технологической температуры, выполнена с управлением по температуре на стенке обогреваемого объекта. Управление системой электрообогрева, обеспечивающей поддержание необходимой технологической температуры по температуре на стенке обогреваемого объекта, предусмотрено с использованием термостата, устанавливаемого по месту.

Приём дискретных сигналов «Работа АВР» и «Отключение автоматических выключателей» от системы электрообогрева предусмотрен в РСУ Заказчика и с отображением на АРМ оператора.

Инд. № подл.	Взам. инв. №					
00039746						
Подп. и дата						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	
2	-	Зам.	820-24		21.08.24	
13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2						Лист
						19

5 ПЕРЕЧЕНЬ МЕР ПО ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ АГРЕССИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ГРУНТОВ И ГРУНТОВЫХ ВОД

Данный раздел не разрабатывается. Трубопроводы тепловых сетей, прокладываемые под землей, отсутствуют.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
00039746	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2

6 ОБОСНОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ

В качестве энергосберегающих мероприятий на тепловых сетях принята теплоизоляция трубопроводов для обеспечения нормативной плотности теплового потока по СП 61.13330.2012.

Для снижения потерь теплоносителя в тепловых сетях применяется запорная трубопроводная арматура по герметичности затвора выбрана из условия обеспечения норм герметичности по ГОСТ 9544-2015.

Предусмотрена антикоррозионная защита трубопроводов тепловых сетей.

Инд. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							
00039746									
							135Ю-00006-66819-ГС50-ИОС4.2		Лист
									21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00039746		

Изм	2								
Коп.	-								
Уч									
Лист	Зам.								
	820-24								
№ док									
Подп.									
Дата	21.08.24								
13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2									
	22	Лист							

7 СВЕДЕНИЯ О ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗКАХ НА ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЮ, ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ И НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ НУЖДЫ

Тепловые нагрузки по теплофикационной воде для потребителей Установки приведены в Таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Тепловые нагрузки по теплофикационной воде.

Номер по титальному списку	Наименование титула (оборудования, сооружения)	Теплофикационная вода, Т=135 - 65 °С		
		Отопление, МВт (Гкал/ч)	Вентиляция, МВт (Гкал/ч)	Всего, МВт (Гкал/ч)
202/1	Здание основного корпуса установки	0,00362 (0,003113)	2,67754 (2,3022)	2,68110 (2,305382)
203/1	Здание приготовления катализатора (секция 300)	0,01096 (0,0094)	1,0150 (0,872743)	1,02596 (0,882166)
401	Аппаратная с электропомещением	0,02430 (0,020894)	0,75350 (0,647893)	0,77780 (0,668787)
608	Блок обратного водоснабжения	0,0243 (0,02089)	0,227 (0,195185)	0,2513 (0,21608)
609	Насосная станция противопожарного водоснабжения	0,0801 (0,06880)	-	0,0801 (0,06880)
	Итого по площадке НКНХ Гексен-1:	0,14328 (0,123198)	4,6190 (3,971625)	4,8162 (4,141865)
	ВСЕГО по Установке с коэффициентом k=1,1 на потери в сетях	0,157608 (0,135518)	5,0809 (4,368787)	5,238507 (4,504305)

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00039746		

Изм	2									
Коп.	-									
Уч										
Лист	Зам.									
	820-24									
№ док										
Подп.										
Дата	21.08.24									
13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2										
	23	Лист								

8 СВЕДЕНИЯ О ПОТРЕБНОСТИ В ПАРЕ

Потребность в паре для объектов Установки приведена в Таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Сводная таблица потребности в паре

Номер оборудо вания	Наименование оборудования	Расход теплоносителя, т/час						
		Пар водяной высокого давления HS из сети завода	Пар водяной среднего давления MS1 из сети завода	Пар MS после редуциров ания от пара высокого давления HS,	Пар LS после редуцирования от пара среднего давления MS1,		Пар LLS после редуцирова ния пара MS1	Возврат конденсат а SC
				Пар водяной MS	Пар водяной LS	Пар водяной LS	Пар водяной LLS	
				На технологию	На технологию	На пропарку	На технологию	
Титул 201	Прием и осушка растворителей (секция 100). Подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарных продуктов (секция 500,600) Прием и подготовка газов (секция 200,800). Узел очистки этилена	-	-	1,639	0,172	0,94	-	1,811
Титул 202	Реакторный блок (секция 200). Блок выделения товарного продукта (секция 400). Система вспомогательных сред (секция 500) Редукционно-охладительная установка 202-М-0001 Редукционно-охладительная установка 202-М-0002	6,67...15,4 5	10,89...21, 74	15,16	22,59 ¹⁾	4,87	-	37,75

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
00039746		

Изм. 2	Коп.уч. -	Зам. 820-24	Лист Передок	Подп.	Дата 21.08.24	Расход теплоносителя, т/час									
						Номер оборудо вания	Наименование оборудования	Пар водяной высокого давления HS из сети завода	Пар водяной среднего давления MS1 из сети завода	Пар MS после редуциров ания от пара высокого давления HS,	Пар LS после редуцирования от пара среднего давления MS1,		Пар LLS после редуцирова ния пара MS1	Возврат конденсат а SC	
										Пар водяной MS	Пар водяной LS	Пар водяной LS	Пар водяной LLS		
										На технологию	На технологию	На пропарку	На технологию		
13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2						Титул 205	Узел термического окисления		8,0 ⁵⁾	-	-	-	-	-	-
						Титул 302	Система энергоносителей и вспомогательных сред Редукционно-охладительная установка 302-М-0003		0,3...3,38 ²⁾	-	-	-	0,85 ÷ 3,55 ²⁾	3,55 / минус 2,54 ³⁾ 1,18	
						Титул 305	Факельная система		25,0 ⁵⁾	-	-	0,96	-	-	
							ВСЕГО (нормальное потребление в режиме 100%):	7,73...15,4 5	11,19...25,1 2	16,8	22,76 ¹⁾	6,77 ⁴⁾	0,85 ÷ 3,55 ²⁾	40,6	
							ИТОГО (в максимальном режиме и с учетом теплопотерь 3 %):	8,75...17, 5	12,7...28,5	18,98	25,72 ¹⁾	7,65 ⁴⁾	0,96 ÷ 4,01 ²⁾	46,0	
						<div>1) С учетом пара собственной выработки в сепараторе конденсата (возвращается в процесс);</div> <div>2) Расход острого пара колеблется в зависимости от количества пара, образующегося от разгрузки поступающего в аппарат конденсата;</div> <div>3) Конденсат на впрыск в РОУ (из баланса вычитается);</div> <div>4) Расход пара на время ремонта, в общем балансе не учтен;</div> <div>5) Расход пара в аварийном режиме, в общем балансе не учтен.</div>									
Лист 24	28														

9.1 Объекты автоматизации

Объем автоматизации проектируемой системы теплоснабжения представлен на технологических схемах и схемах автоматизации в графической части данного тома.

Существующее здание центральной операторной ЭП-600, проектируемое здание аппаратной с электропомещением (титул 401) выполнены с учетом

						13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	

Полевые КИП обеспечиваются следующими документами:

- Сертификатом/свидетельством об утверждении типа средств измерений, включая методику выполнения измерений и методику выполнения поверки (для средств измерений);
- сертификатом соответствия требованиям ТР ТС 012/2011«О безопасности оборудования» для работы во взрывоопасных средах»;
- сертификат соответствия/декларацией соответствия требованиям ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»;
- сертификатом соответствия/декларацией соответствия требованиям ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- сертификатом соответствия/декларацией соответствия требованиям ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- свидетельством о первичной поверке. Результаты поверки средств измерений подтверждаются сведениями о результатах поверки средств измерений, включенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;
- эксплуатационные документы на русском языке (руководства по монтажу и эксплуатации прибора, методика поверки, технический паспорт).

Электронные аналоговые измерительные преобразователи выбраны «интеллектуального» типа, со стандартным выходным токовым сигналом от 4 до 20 мА, совмещенным с HART протоколом с возможностью удаленного конфигурирования, диагностики, отображения и настройки при помощи портативного коммуникатора. Датчики, где необходимо, применены со встроенными ЖК-индикатором.

КИП, в том числе соединительные коробки и электронное системное оборудование, отвечают требованиям по ЭМС в соответствии с ГОСТ 30804.6.2-2013, а также требованиям по электромагнитным излучениям в соответствии с ГОСТ 30804.6.4-2013.

В соответствии с ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) предусматриваются следующие степени защиты:

- не ниже IP65 – для КИП, размещаемых вне производственных зданий;
- не ниже IP44 – для КИП, размещаемых в пожароопасных помещениях;

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

9.7 Приборы измерения температуры

Для измерений температуры предусмотрены термометры сопротивления Pt100 с допуском сопротивления по классу А, со встроенным нормирующим преобразователь. Материал корпуса датчика – окрашенный алюминиевый сплав.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00039746

						13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	Лист
2	-	Зам.	820-24		21.08.24		28
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		

Предел допускаемой основной абсолютной погрешности нормирующего преобразователя не более $\pm 0,15^{\circ}\text{C}$.

В комплект поставки датчиков температуры, устанавливаемых на трубопроводах, входит защитная гильза. Материал гильзы – нержавеющая сталь.

9.8 Приборы измерения давления

Для контроля давления используются интеллектуальные датчики, поставляемые комплектно с манифольдами. Датчики давления имеют следующие технические характеристики:

- материал корпуса датчика – окрашенный алюминиевый сплав;
- материал контактирующих с технологической средой деталей – нержавеющая сталь;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений датчиков давления: не более $\pm 0,25\%$;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений датчиков давления, участвующих в вычислении перепада давлений: не более $\pm 0,125\%$;

Все контактирующие с технологической средой детали преобразователя изготовлены из нержавеющей стали.

9.9 Приборы измерения расхода

Выбор первичных устройств измерений расхода выполнен в зависимости от конкретного применения и условий технологического процесса.

В качестве первичных элементов измерений расхода пара, возвратного конденсата и теплофикационной воды используются вихревые устройства, электромагнитный или ультразвуковой расходомеры.

Максимальное значение, измеряемое расходомером, выбирается таким образом, чтобы нормальный расход составлял приблизительно 70 %...80 % от максимума, а минимальный расход не менее 30 % от максимума.

Расходомеры имеют следующие технические характеристики:

- материал корпуса сенсора – нержавеющая сталь;
- материал корпуса датчика – окрашенный алюминиевый сплав или нержавеющая сталь;
- напряжение питания расходомеров =24 В по токовой петле;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений вихревых расходомеров: не более $\pm 1,0\%$.

9.10 Исполнительные механизмы

Тип запорной арматуры выбран в зависимости от технологических данных, таких как фаза измеряемого потока, скорость потока, давление, температура для рабочих, минимальных и максимальных проектных условий.

На трубопроводах пара, конденсата, теплофикационной воды в качестве приводной запорной трубопроводной арматуры предусмотрена запорная электроприводная арматура с интеллектуальным приводом.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00039746

						13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	Лист
2	-	Зам.	820-24		21.08.24		29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		

Электроприводы, выполнены в блочно-модульном исполнении, являются полностью автономными и рассчитаны на длительную эксплуатацию в условиях окружающей среды. Электроприводы поставляются в комплекте с блоками управления, ручными дублерами, кнопками управления, переключателями выбора режима работы, коробками конечных выключателей, вид взрывозащиты Exi. Напряжение цепей управления =24 В и сигнализации блока управления =24 В (NAMUR).

Класс герметичности запорной арматуры – А по ГОСТ 9544-2015.

Допустимое значение уровня звука запорной арматуры – не более 80 дБА на расстоянии 1 м по вертикали и горизонтали от арматуры.

Арматура и все поставляемое комплектно оборудование рассчитаны на эксплуатацию при абсолютной минимальной и абсолютной максимальной температуре окружающей среды в зоне строительства.

Арматура и навесное оборудование обеспечены следующими документами:

- сертификатом соответствия/декларацией соответствия требованиям ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» (для ЗРА, установленных в невзрывоопасных зонах);
- сертификатом соответствия/декларацией соответствия требованиям ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;
- сертификатом соответствия требованиям ТР ТС 012/2011«О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (для ЗРА, установленной во взрывоопасных зонах);
- сертификатом соответствия/декларацией соответствия требованиям ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- сертификатом соответствия/декларацией соответствия требованиям ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- эксплуатационными документами (руководство по монтажу и эксплуатации, технический паспорт).

9.11 Системы энергообеспечения средств автоматизации

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

В отношении обеспечения надежности электроснабжения оборудование ИСУБ отнесено к особой группе электроприемников I категории. Энергопотребление ИСУБ обеспечивается системой бесперебойного питания переменного тока (230 В, 50 Гц) с двумя независимыми взаимно резервирующими электрическими цепями питания и с питанием от аккумуляторных батарей. Аккумуляторные батареи обеспечивают электропитание потребителей в течение времени достаточного для перевода технологических установок в безопасное состояние при неисправности внешних источников.

Электропитание слаботочных полевых средств автоматизации предусмотрено из ИСУБ.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00039746

						13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	Лист
2	-	Зам.	820-24		21.08.24		30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		

9.12 Системы заземления

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

- система защитного заземления для защиты персонала от поражения электрическим током. Предназначена для заземления металлических корпусов КИПиА, шкафов ИСУБ и т.д. Сопротивление контура защитного заземления не более 4 Ом;
- система функционального (приборного) заземления, выполненная исходя из требований Производителя ИСУБ. Предназначена для заземления экранов контрольных кабелей КИП и А, защищает измерительные и другие сигналы низкого уровня ИСУБ от внешних электрических наводок. Сопротивление заземляющего устройства определяется требованиями Поставщика ИСУБ. Цепи функционального заземления отделены (изолированы) от защитного заземления (зануления).

Провод заземления изолированный (поливинилхлоридная изоляция), с медными жилами с площадью поперечного сечения не менее 4 мм². Изоляция провода защитного заземления имеет желто-зеленый цвет.

Экраны контрольных кабелей КИП на стороне помещений аппаратных (шкафы ИСУБ) подключаются к шине функционального или искробезопасного заземления.

9.13 Монтаж КИПиА

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

Монтаж и условия размещения средств измерений обеспечивают возможность их снятия для поверки без остановки технологического процесса. Для КИП давления предусмотрена ручная арматура для возможности отключения их от технологических трубопроводов и оборудования.

Чувствительные элементы датчиков температуры защищаются с помощью гильз, вставляемых в закладные конструкции на трубопроводах.

Приборы монтируются так, чтобы не подвергаться вибрации.

Контрольные кабели выполнены в оболочках для непрерывной работы при максимальных и минимальных температурах окружающей среды. Токоведущие жилы кабелей выполнены из круглых многопроволочных медных проводов, жилы выполнены из отожженной меди. Сечение жил кабеля для взрывоопасных зон 1 мм² (кроме обоснованных случаев).

В качестве контрольных кабелей предусмотрены небронированные кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке (исполнение нг(А)). Для прокладки в помещениях используются кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение нг(А)-LS).

Кабели, прокладываемые во взрывоопасных зонах, имеют круглое поперечное сечение и структуру без пустот. В качестве заполнителя внутренних промежутков кабеля используется негигроскопичный полимерный наполнитель.

Для передачи аналоговых сигналов используются экранированные кабели с парной скруткой жил, для передачи дискретных сигналов с напряжением 24 В и 230 В, 50 Гц – экранированные кабели общей скрутки.

Инв. № подл.	00039746	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист	
										31	
Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	Зам.	№док	820-24	Подп.	21.08.24	13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	

Все кабельные проводки КИПиА предусмотрены надземными в стальных оцинкованных лотках с крышками по эстакадам.

При опусках с эстакад кабельные трассы прокладываются в стальных лотках, трубах, при подходе к приборам (около 0,5 м) – в металлорукавах.

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

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

Кабели, проложенные горизонтально по конструкциям, стенам, перекрытиям и т.п., жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у концевых заделок, с обеих сторон изгибов.

Кабели, проложенные вертикально по конструкциям и стенам, закреплены так, что предотвращается деформация оболочек под действием собственного веса кабелей.

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

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

При прокладке кабельных линий в производственных помещениях выполнены следующие требования:

Кабели доступны для ремонта и для осмотра. Кабели, где необходимо, защищены от повреждений стальным лотком, трубой, кабель-каналом;

Расстояние в свету между кабелями соответствует приведенному в таблице 2.3.1 ПУЭ.

Расстояние между параллельно проложенными кабелями и трубопроводами составляет не менее 0,5 м по горизонтали.

Пересечения кабелями проходов выполнены на высоте не менее 2,5 м от пола.

Проход кабелей через перекрытия и внутренние стены производится через кабельные рамы с огнестойкими кабельными уплотнениями с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости соответствующих перекрытий, внутренних стен.

Импульсные трубки (наружный диаметр 12 мм, толщина стенки 1,5 мм), манифольды КИП, соединители выполнены из нержавеющей стали. Арматура трубных проводок – муфтовая ручная арматура с запорным органом из нержавеющей стали (внутренний диаметр 1/2").

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	00039746

						13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	Лист
2	-	Зам.	820-24		21.08.24		32
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		

10 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ

Энергоресурсы, поступающие от сетей производства ПАО «Нижнекамскнефтехим» - перегретый водяной пар высокого и среднего давления учитываются согласно Технических условий – в месте подключения около ТЭЦ, в точке подключения Установки Гексен-1 на титуле 303.

Коммерческий учет конденсата предусмотрен на выходе из Установки в титуле 304/1. Коммерческий учет перегретого пара среднего давления для титула 305 (ЗФУ) предусмотрен в титуле 303 на вводе в титул 305.

Места установки коммерческих узлов учета энергоресурсов показаны на технологических схемах и схемах автоматизации, на планах тепловых сетей - в графической части данного тома.

Коммерческий учет теплофикационной воды общий, поступающей к потребителям Установки, предусмотрен в точке подключения на площадке НКНХ согласно Технических условий. В соответствии с требованиями Федерального закона № 384-ФЗ ст.31 по обеспечению энергетической эффективности зданий, согласно п.6.1.9 СП 60.13330.2020 во всех зданиях предусматривается учет потребляемой тепловой энергии. На вводе теплоносителя в здания для контроля за тепловым режимом, рациональным использованием тепловой энергии предусмотрен технический оперативный узел учета тепловой энергии.

Узел ввода теплоносителя с узлом учета тепловой энергии располагается в тепловом пункте каждого здания.

Места установки технических узлов учета теплофикационной воды на вводах в здания показаны в томе 135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.1 Раздел 5, Подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети», Часть 1 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, Том 5.4.1, инв. №00039181.

Инв. № подл.	00039746	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										33
				2	-	Зам.	820-24		21.08.24	135I0-00006-66819-ГС50-ИОС4.2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата					

**11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ
УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К
УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В
ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Повышение энергетической эффективности осуществляется путем применения учета энергетических ресурсов, современных теплоизоляционных материалов с соблюдением нормативных величин плотности теплового потока согласно СП 61.13330, оптимального способа обогрева трубопроводов и оборудования.

Инв. № подл. 00039746	Подп. и дата	Взам. инв. №							13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	Лист
										34
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

СИБУР

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ТГК-16

(АО «ТГК-16»)

Главному инженеру
ПАО «Нижнекамскнефтехим»

В.А. Мельникову

№102/1754 от 08.12.2022

О технических условиях

Уважаемый Вячеслав Анатольевич!

В ответ на Ваше письмо от 25.11.2022 № 26038-ИсхП направляю утверждённые Технические условия на пароснабжение паром 30 кгс/см² новых производств ПАО «Нижнекамскнефтехим» от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1).

Направленные ранее письмом АО «ТГК-16» от 14.11.2022 №102/1572 технические условия прошу считать недействительными.

Приложение: ТУ на пароснабжение паром 30 кгс/см² новых производств ПАО «Нижнекамскнефтехим» от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1) на 18 л. в 1 экз.

Генеральный директор


Э.Г. Галеев

Исп.: Сергей Сергеевич Паймин (тел. 8 (843) 203-76-82)

ОКПО 65505691
ОГРН 1101690011532
ИНН 1655189422
КПП 785150001

Тел.: +7 (843) 203-75-59
E-mail: Office@tgc16.ru
www.tgc16.ru

420015, Российская Федерация,
Республика Татарстан, г.о.
город Казань, г. Казань, ул.
Пушкина, зд.80, оф.311

Передаваемая информация не предназначена для публичного использования. Прямое публичное раскрытие прилагаемых данных через распространение в средствах массовой информации, размещение на сайтах или иным способом требует предварительного согласия со стороны АО «ТГК-16»

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
АО «ТГК-16»
Э.Г. Галеев
«08» 12 2022 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на пароснабжение паром 30 кгс/см² новых производств
ПАО «Нижнекамскнефтехим» (в рамках реализации проекта
«Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью
50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ»)
от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)».

Основание: Письмо ПАО «Нижнекамскнефтехим» № 17155-ИсхП от 06.07.2022г.,
Письмо ПАО «Нижнекамскнефтехим» № 26038-ИсхП от 25.11.2022г.

1. Источник пароснабжения – паропровод 30 кгс/см² филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)».
2. Заявитель - ПАО «Нижнекамскнефтехим».
3. Для обеспечения резервирования подключение вновь проектируемого паропровода выполнить с врезкой тройниковым соединением к существующим двум трубопроводам пара 30 кгс/см² №№1,2 между задвижками 30С-3 и 30С-5; 30С-4 и 30С-6 (расположение точек подключения указано в Приложениях №№ 1, 2, 3) с установкой отключающих электроприводных задвижек укомплектованными байпасными и дренажными линиями согласно проекта. Необходимость наличия обратных клапанов, пробоотборных линий, трассировка вновь монтируемого трубопровода и необходимость строительства новой эстакады определить проектом, разрабатываемым по заказу Заявителя. Проект (ОТР, стадия «П» и стадия «Р») в части объекта и работ, планируемых к выполнению в границах филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)», должны быть заблаговременно согласованы с АО «ТГК-16». В рамках проектирования должен быть проведен расчет пропускной способности и допустимых скоростей потока в точках подключения в различных режимах потребления потребляющих установок

Заявителя в целях уточнения присоединительных размеров и типоразмеров паропроводов отводов.

4. Суммарная подключаемая тепловая нагрузка подключаемого объекта – 53,754 Гкал/ч.

5. Максимальные расчётный и среднечасовой расход теплоносителя – 75,817 т/ч.

6. Минимальная (аварийная) тепловая нагрузка подключаемого объекта – 35,45 Гкал/ч - в зимний период, 28,36 Гкал/ч - в летний период.

7. Минимальный (аварийный) расход теплоносителя – 50 т/ч в зимний период, 40 т/ч в летний период.

8. Рабочие параметры среды в магистральном трубопроводе пара 30 кгс/см² в точках подключения:

Давление $P = 30 \pm 2$ кгс/см²;

Температура $T = 305 \pm 25$ °С;

Качество пара соответствует требованиям «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утверждённых приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 229 от 19 июня 2003 г. в отношении котлов давлением 140 кгс/см² с естественной циркуляцией. Основные параметры качества пара приведены в таблице ниже:

Показатель	Норматив	НТД
Кремниевая кислота	Не более 25 мкг/дм ³	п.4.8.20 ПТЭ
Натрий	Не более 5 мкг/ дм ³	п.4.8.20 ПТЭ
Удельная электропроводимость с Н-катионированием	Не более 1,0 мкСм/см	п.4.8.20 ПТЭ
Водородный показатель, рН	Не ниже 7,5 ед.рН	п.4.8.20 ПТЭ

9. Минимальные часовые и среднечасовые тепловые нагрузки подключаемого объекта ПАО «Нижнекамскнефтехим» должны обеспечивать отсутствие гидроударов в паропроводах.

10. В состав конструкции тепловой изоляции для поверхности вновь монтируемых паропроводов должен входить теплоизоляционный слой из стекловаты, пароизоляционный слой, в качестве покровного слоя металлическая окложушка, элементы крепления. Либо иной тип теплоизоляции, со свойствами аналогичными используемой тепловой изоляции на действующих трубопроводах пара 30 кгс/см² №№1,2 НкТЭЦ (ПТК-1), либо превосходящих. При этом тепловая изоляция трубопроводов должна соответствовать требованиям:

10.1. Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 № 536 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением;

10.2. Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённых приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 229 от 19 июня 2003 г.

10.3. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

11. Предусмотреть наружный способ прокладки вновь монтируемых паропроводов. В проекте предусмотреть монтаж опорных металлоконструкций на эстакаде вдоль ряда «А» главного корпуса под проектируемый паропровод. Проект пароснабжения (30 кгс/см²) ПАО «Нижекамскнефтехим» выполнить в соответствии с действующими нормами проектирования.

12. При разработке рабочей документации предусмотреть монтаж площадок обслуживания арматуры, оборудования КИПиА (контрольно-измерительные приборы и автоматика), освещения, монтаж опорных металлоконструкций, возможность управления электрофицированной запорной арматурой вновь монтируемых паропроводов с площадки обслуживания, а также со щита управления КТЦ.

13. При разработке рабочей документации предусмотреть прокладку кабелей по вновь монтируемым кабельным трассам с использованием кабельных коробов.

14. В рабочей документации предусмотреть организацию надёжного безаварийного питания оборудования КИПиА и электроприводной арматуры.

15. В проектной документации выделить отдельный раздел «Метрологическое обеспечение», в который включить описание общих технических и метрологических средств измерений, каналов измерений, используемых в проекте:
- 15.1. В рабочей документации указать № государственного реестра средств измерений.
- 15.2. В рабочей документации выполнить анализ и сравнение полученных расчетных характеристик выбранных средств измерений с поставленной измерительной задачей в задании на проектирование.
16. В целях коммерческого учёта отпускаемой тепловой энергии в проекте предусмотреть организацию коммерческого узла учета тепловой энергии (далее КУУТЭ), в соответствие с Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации № 1034 от 18 ноября 2013 г и Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ.
17. КУУТЭ расположить максимально близко к границе балансовой принадлежности. Место расположения определить проектом и согласовать с главным метрологом АО «ТГК-16».
18. Требование к точности измерения УУ: максимально допустимая расширенная неопределенность при определении расхода тепловой энергии каждого КУУТЭ не должна превышать 3%.
19. Все средства измерений, используемые в КУУТЭ, должны быть утвержденного типа, записи о которых имеются в государственном реестре средств измерений РФ.
20. КУУТЭ должны производить измерения в единицах физических величин в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 ГСИ. «Единицы величин».
21. Применяемые датчики и другое оборудование, воздействие на которое может исказить показания расхода КУУТЭ, должны иметь возможность опломбирования, места опломбирования определить в рабочей документации.
22. Для обслуживания оборудования КУУТЭ в рабочей документации определить необходимость размещения площадок обслуживания.

23. Использовать вихревой расходомер для организации КУУТЭ.
24. В проекте предусмотреть организацию надежного безаварийного питания оборудования КИПиА и электроприводной арматуры.
25. В рабочей документации предусмотреть установку стендов для первичных преобразователей. Оборудование разместить с учетом доступности и удобства обслуживания.
26. Привести в составе комплектов рабочей документации деталильные чертежи измерительного комплекса в аксонометрической проекции.
27. По окончании строительно-монтажных работ провести допуск КУУТЭ в соответствии с Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации № 1034 от 18 ноября 2013 г., с выдачей всей документации филиалу АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».
28. В качестве вычислителя КУУТЭ использовать тепловычислители УВП-280, соответствующие правилам коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя (утв. постановлением Правительства РФ от 18 ноября 2013 г. № 1034).
29. Выполнить первичную поверку теплосчетчика УВП-280 в составе с первичными преобразователями.
30. С целью унификации получения информации о количественных и качественных параметрах тепловой энергии, предлагается предусмотреть проектом и выполнить сегмент сети связи стандарта Ethernet между вычислителем узла учета и ближайшей точкой коммутации ЛВС филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» для прямого считывания - мгновенных, 3-х минутных, 30-минутных, суточных и месячных параметров давления, температуры, расхода, тепловой энергии программным комплексом «Энергосфера».
31. Организовать функцию передачи 3-х минутных, 30-минутных, суточных данных от каждого тепловычислителя по стандартному интернет протоколу (HTTP, HTTPS, FTP) в программный комплекс «Энергосфера», установленный на филиале АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)». В качестве базы данных используется программный продукт Microsoft SQL Server. Для этого - организовать

линию связи от узлов учета до существующего оборудования ЛВС, в комплекте технических средств предусмотреть при необходимости преобразователь Ethernet, программный ОРС-сервер, совместимый с применяемыми в проекте тепловычислителями.

32. Интерфейсные кабели необходимо прокладывать в соответствии с пунктами 2.1.29., 2.1.43. «Правил устройства электроустановок»: металлические элементы электропроводок (короба, лотки и т.д.) должны быть влагостойкими и защищены от коррозии в соответствии с условиями окружающей среды, с обязательным выполнением требований «Раздела 2. Канализация электроэнергии» ПУЭ с прокладкой кабеля. Конструкции, коробки, лотки, трубы, рукава, коробки, скобы и т. п. прочие материалы приобретает Заявитель.

33. Предусмотреть ЗИП (запасные части, инструменты и принадлежности) для оперативного восстановления работоспособности узла учета.

34. Вновь устанавливаемое оборудование КИП, Автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП), узлов коммерческого учета должно быть однотипным с применяемым на филиале АО «ТГК-16» - Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)», его состав уточнить и согласовать с филиалом АО «ТГК-16» - Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» в ходе разработки рабочей документации.

35. Организовать канал передачи данных в локально-вычислительную сеть филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).

36. Технические решения по вводу данных согласовать с филиалом АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1).

37. В проекте отразить организацию каналов диспетчерской связи между филиалом АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ПАО «Нижнекамскнефтехим».

38. В отдельный раздел проектной документации, указанный в п.15. настоящих технических условий, «Метрологическое обеспечение» включить следующую информацию:

а. описание технических и метрологических характеристик средств измерений, каналов измерения, используемых в проекте, указать № государственного реестра СИ;

б. выполнение анализа и сравнений полученных расчётных характеристик выбранных средств измерений с поставленной измерительной задачей в задании на проектирование.

39. Проектную документацию, в части касающейся проектных решений и мероприятий, выполняемых на территории филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», согласовать с филиалом АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)». Проектную и исполнительную документацию по данной части проекта предоставить на бумажном носителе в 2 экземплярах и в электронном виде для хранения в архиве филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».

40. После монтажа узла коммерческого учета подготовить и согласовать акты раздела эксплуатационной ответственности по обслуживанию и балансовой принадлежности узла коммерческого учета с указанием границ раздела.

41. Возможность использования в Проекте существующих эстакад, трубопроводов, а также прочих ЗиС принимать по согласованию с АО «ТГК-16» на основании заключения специализированной организации, имеющей в штате экспертов, обученных в установленном действующими НТД и НПА порядке, привлекаемой Заявителем, по результатам обследования обозначенных объектов.

Программа обследования должна быть подготовлена экспертом специализированной организации на основании задания проектанта. Программа до начала работ должна быть согласована главным инженером филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», уполномоченным представителем Заявителя и утверждена уполномоченным представителем специализированной организации.

Минимальные требования к обследованию существующих ЗиС, оборудования, трубопроводов (на примере эстакады трубопроводов) как в точке подключения, так и в зоне размещения проектируемого паропровода:

41.1. В общем случае объем обследования должен охватывать следующие основные элементы: фундаменты и опоры (колонны) эстакад, пролетные строения (фермы, балки и т.п.) эстакад, опорно-подвесные системы и компенсаторы трубопроводов.

41.2. Объем обследования должен включать: первичное (визуальное) обследование эстакады; обследование не менее 10% каждого вида конструкций инструментальным методом (должны быть вскрыты шурфы, для выявления состояния фундаментов, определяются прочностные и геометрические характеристики конструкций, инструментально фиксируются параметры дефектов и повреждений); поверочные расчеты фундаментов, опор и пролетных строений с учетом всех повреждений, и эксплуатационных нагрузок; поверочные расчеты фундаментов, опор и пролетных строений с учетом перспективных нагрузок.

41.3. Обследование опорно-подвесной системы и компенсаторов паропроводов, а также анализ тепловых перемещений магистральных паропроводов (см. Приложение №№2,3) в различных режимах потребления потребляющих установок Заявителя.

41.4. Заключение специализированной организации должно быть согласовано главным инженером филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и содержать: ведомости обнаруженных по результатам обследования дефектов; контрольные обмеры строительных конструкций железобетонных фундаментов и металлических опор под трубопроводы; оценку технического состояния строительных (железобетонных и металлических) конструкций с учетом механического и коррозионного износа элементов; поверочные расчеты по определению несущей способности с учетом фактической нагрузки; выводы и рекомендации по ремонту строительных конструкций, оборудования и передаточных устройств, а также о возможности использования для целей проекта.

42. После проведения работ, связанных с изменением конструкции, заменой материала несущих элементов технического устройства, провести экспертизу промышленной безопасности для оценки соответствия ТУ, применяемого на ОПО, требованиям промышленной безопасности (ФЗ-116 ФЗ ст. №7 п.2.), включая

обследование опорно-подвесной системы паропроводов до и после проведения работ, составить новый паспорт на паропровод 30 кгс/см² на эстакаде вдоль ряда «А». Передать для архивного хранения на Нижнекамскую ТЭЦ (ПТК-1).

43. Все используемые МТР, конструкции, кабельная продукция и оборудование должны удовлетворять требованиям Государственных стандартов России (ГОСТ Р), действующих отраслевых стандартов (ОСТ), технических условий и других нормативов по стандартизации, действующих на территории Российской Федерации и иметь документ о качестве (паспорт, сертификат качества, протокол испытаний и т.п.), содержащий сведения о фактических показателях качества, нормируемых этими документами. Материалы, изделия, конструкции и оборудование, к которым предъявляются требования по безопасности, должны иметь сертификат соответствия системы сертификации ГОСТ Р в области строительства. Перед применением все используемые МТР, конструкции, кабельная продукция и оборудование должны пройти входной контроль, включая инструментальный контроль.

44. Проектная документация должна быть разработана в соответствии с требованиями действующих в Российской Федерации НТД и НПА, в том числе, но не ограничиваясь:

44.1. Федеральный Закон от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;

44.2. Федеральный Закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

44.3. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

44.4. Технический регламент ТС «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011);

44.5. Технический регламент ТС «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013);

44.6. Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

- 44.7. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 536 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- 44.8. СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям;
- 44.9. Приказ МЧС России от 06.04.2021 № 200 Об утверждении свода правил СП 6.13130.2021 «Системы противопожарной защиты. Электроустановки низковольтные. Требования пожарной безопасности»;
- 44.10. СП 20.13330.2016. Свод правил. Нагрузки и воздействия;
- 44.11. СП 21.13330.2012 «СНиП 2.01.09-91 Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах»;
- 44.12. СП 28.13330.2017. Свод правил. Защита строительных конструкций от коррозии;
- 44.13. СП 48.13330.2019. Свод правил. Организация строительства. СНиП 12-01-2004;
- 44.14. ГОСТ 9.602-2016. Межгосударственный стандарт. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- 44.15. ГОСТ Р 58177-2018 Тепловые электрические станции. Оборудование тепломеханическое ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования;
- 44.16. ГОСТ Р 58176-2018 Энергетическое строительство. Организация пусконаладочных работ на ТЭС. Общие требования;
- 44.17. ГОСТ 6996-66 Сварные соединения. Методы определения механических свойств;
- 44.18. ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод;
- 44.19. ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые;

- 44.20. ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры;
- 44.21. ГОСТ Р 58945-2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Система обеспечения точности геометрических параметров в строительстве. Правила выполнения измерений параметров зданий и сооружений;
- 44.22. ГОСТ 9544-2015 Межгосударственный стандарт. Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов;
- 44.23. ГОСТ 24856-2014. Межгосударственный стандарт. Арматура трубопроводная. Термины и определения;
- 44.24. ГОСТ Р 21.101-2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации;
- 44.25. ГОСТ Р 21.001-2021 Система проектной документации для строительства. Общие положения;
- 44.26. ГОСТ 21.002-2014 Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектной и рабочей документации;
- 44.27. ГОСТ 21.1003-2009 Система проектной документации для строительства. Учет и хранение проектной документации;
- 44.28. ГОСТ Р 2.105-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам;
- 44.29. ГОСТ Р 2.106-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая система конструкторской документации. Текстовые документы;
- 44.30. ГОСТ 21.110-2013 Система проектной документации для строительства. Спецификация оборудования, изделий и материалов;
- 44.31. ГОСТ 2.306-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения графические материалов и правила их нанесения на чертежах;
- 44.32. ГОСТ 21.205-2016. Межгосударственный стандарт. Система проектной документации для строительства. Условные обозначения элементов трубопроводных систем зданий и сооружений;

44.33. ГОСТ 21.206-2012 Система проектной документации для строительства. Условные обозначения трубопроводов.

45. Поставляемое на строительную площадку оборудование должно поставляться с действующим комплектом следующих разрешительных документов:

45.1. Заверенная копия сертификата (декларации) соответствия технического регламента Таможенного союза ТР ТС.

45.2. Техническая документация, прилагаемая к оборудованию, должна включать в себя:

- паспорт оборудования;
- копию обоснования безопасности (если требуется по условиям);
- чертеж общего вида;
- расчет на прочность оборудования;
- руководство (инструкция) по эксплуатации;
- чертежи, схемы, расчеты и другая документация в соответствии с договором поставки.

46. Выполнить государственную экспертизу проектной документации. Копию положительного заключения государственной экспертизы проектной документации и копию акта приёмки законченного строительства предоставить на филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» для архивного хранения в бумажном и электронном видах.

47. Начало, окончание и этапность выполнения монтажа, подключения вновь проектируемых паропроводов 30 кгс/см² согласовать с филиалом АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)». Проектом предусмотреть выполнение работ таким образом, чтобы был исключен ввод ограничения в отношении прочих смежных потребителей, либо ввод ограничений по выработке генерирующими объектами АО «ТГК-16».

48. Перед началом работ по устройству фундаментов под опоры необходимо выполнить шурфование в районе пролегания подземных коммуникаций филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» для исключения аварийных ситуаций.

49. До начала работ необходимо оформить ордер на проведение земляных работ с обязательным согласованием с представителями филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)». Проектную документацию в части, касающейся проектных решений и мероприятий, выполняемых на территории филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», согласовать с филиалом АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)». Проектную и исполнительную документацию по данной части проекта предоставить на бумажном носителе в 2 экземплярах и в электронном виде для хранения в архиве филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».

50. После монтажа паропровода подготовить и согласовать акт раздела эксплуатационной ответственности и балансовой принадлежности трубопровода и запорной арматуры с указанием границ раздела. Произвести регистрацию паропровода в Приволжском управлении Ростехнадзора в установленном порядке.

51. Разработать и предоставить в филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» оперативное соглашение о порядке взаимодействия между оперативным персоналом филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ПАО «Нижекамскнефтехим».

52. В точках подключения в существующий паропровод филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» предусмотреть восстановление тепловой изоляции по завершении работ.

53. Предусмотреть выполнение требований пунктов 85, 87, 97 «Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса», утвержденных Постановлением правительства РФ от 05.05.2012 г. № 458 на границе периметрального ограждения филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)». Реализация инвестиционного проекта «Строительство производства гексена мощностью 50 тыс. тонн в год» в части подключения нового трубопровода пара от филиала АО «ТГК-16» - Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1) не должна привести к снижению уровня антитеррористической защищенности энергообъекта - филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».

54. По окончании работ в случае повреждения Заявителем надземных/подземных коммуникаций, оборудования, сооружений, периметрального охранного ограждения (ж/б плит, спирального барьера безопасности), системы видеонаблюдения, периметральной сигнализации, сетей основного и дополнительного освещения, пешеходных дорожек, почвенных покровов, зеленых насаждений, находящихся в ведении филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» необходимо выполнить их восстановление силами и за счет Заявителя.

55. Проектную и исполнительную документацию проекта в части объекта и работ, выполненных в границах филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», представить для архивного хранения на филиале АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» на бумажном носителе и в электронном виде.

56. Срок действия настоящих Технических условий установить 36 месяцев с момента их утверждения. Если в течение 1 года (при комплексном развитии территории - в течение 3 лет) со дня предоставления правообладателю земельного участка указанных технических условий подключения он не подаст заявку на заключение договора о подключении, срок действия технических условий прекращается.

57. В установленном порядке получить у АО «ТГК-16» Технические условия на организацию узла коммерческого учета для пароснабжения паром 30 кгс/см² новых производств ПАО «Нижекамскнефтехим» от филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».

58. Заключение долгосрочный договор аренды земли для размещения ЗиС, оборудования и передаточных устройств ПАО «Нижекамскнефтехим» и/или размещения имущества (трубопровода) ПАО «Нижекамскнефтехим» на эстакаде АО «ТГК-16» (в случае наличия соответствующих проектных решений), а также договор долгосрочного сервитута для обслуживания трубопровода, оборудования.

Приложение:

1. Принципиальная схема к техническим условиям на пароснабжение 30 кгс/см² новых производств ПАО «Нижнекамскнефтехим» от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» на 1 л. в 1 экз.
2. Формуляр магистрального паропровода для подключения на 1 л. в 1 экз.
3. Принципиальная схема паропровода 30 ата №1 и №2 филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» на 1 л. в 1 экз.

Согласовано:

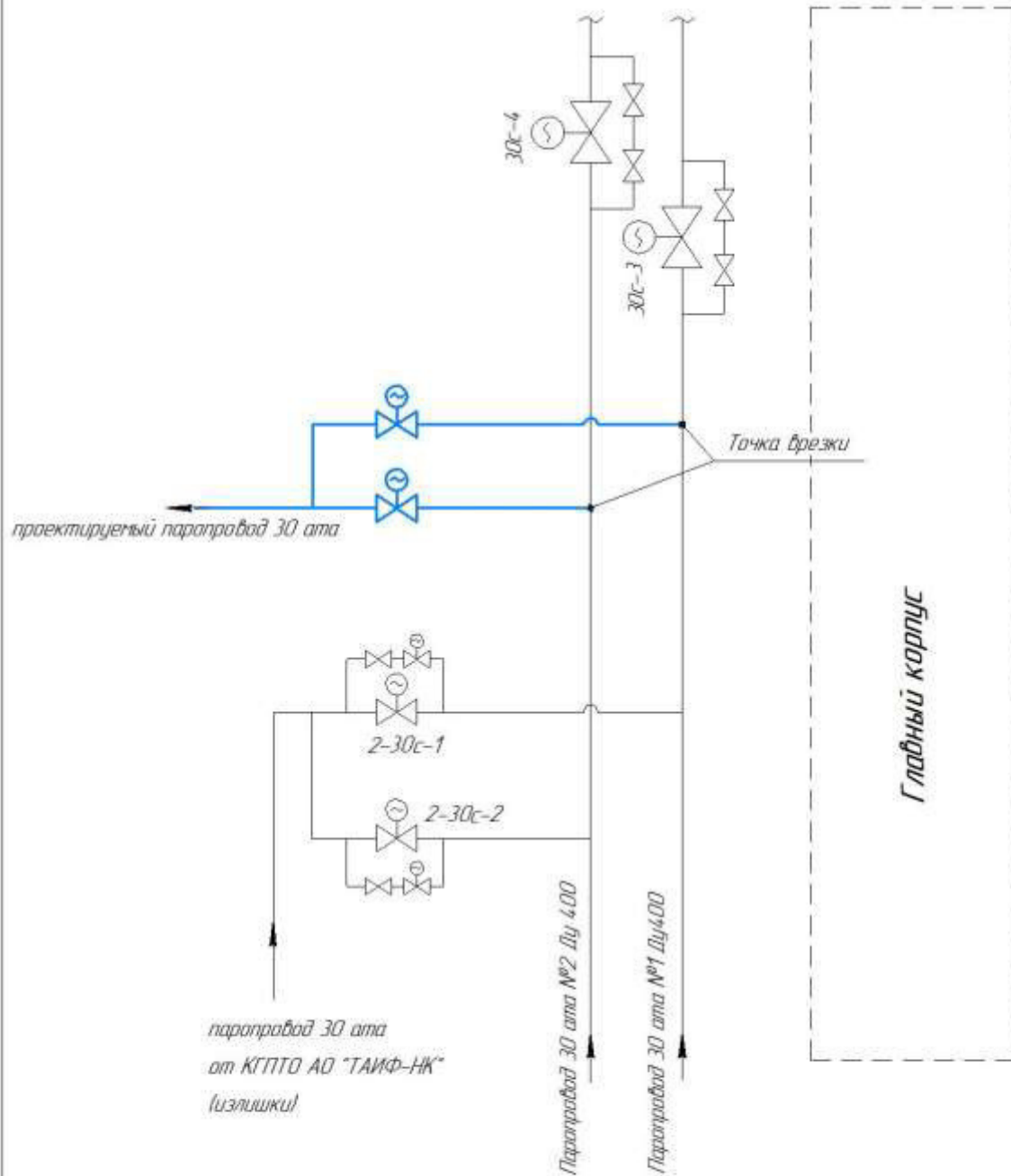
**Заместитель генерального директора –
технический директор**

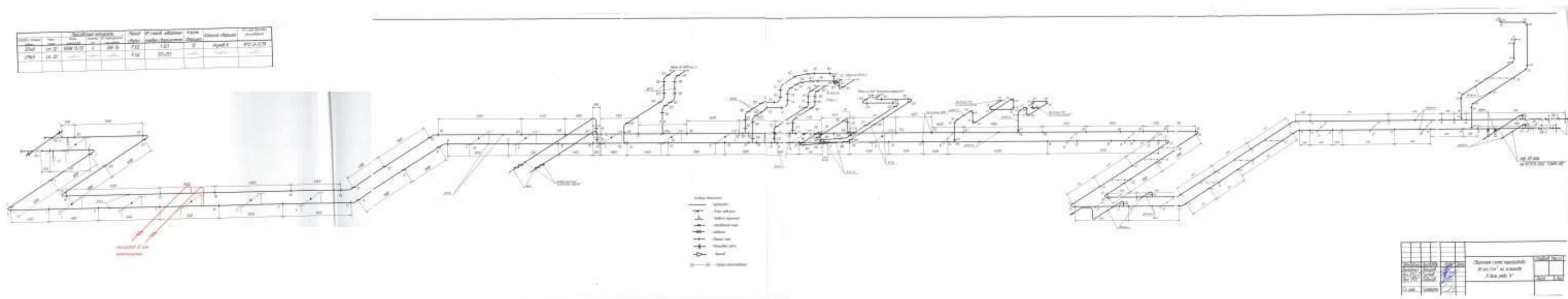


А.З. Гиззатуллин

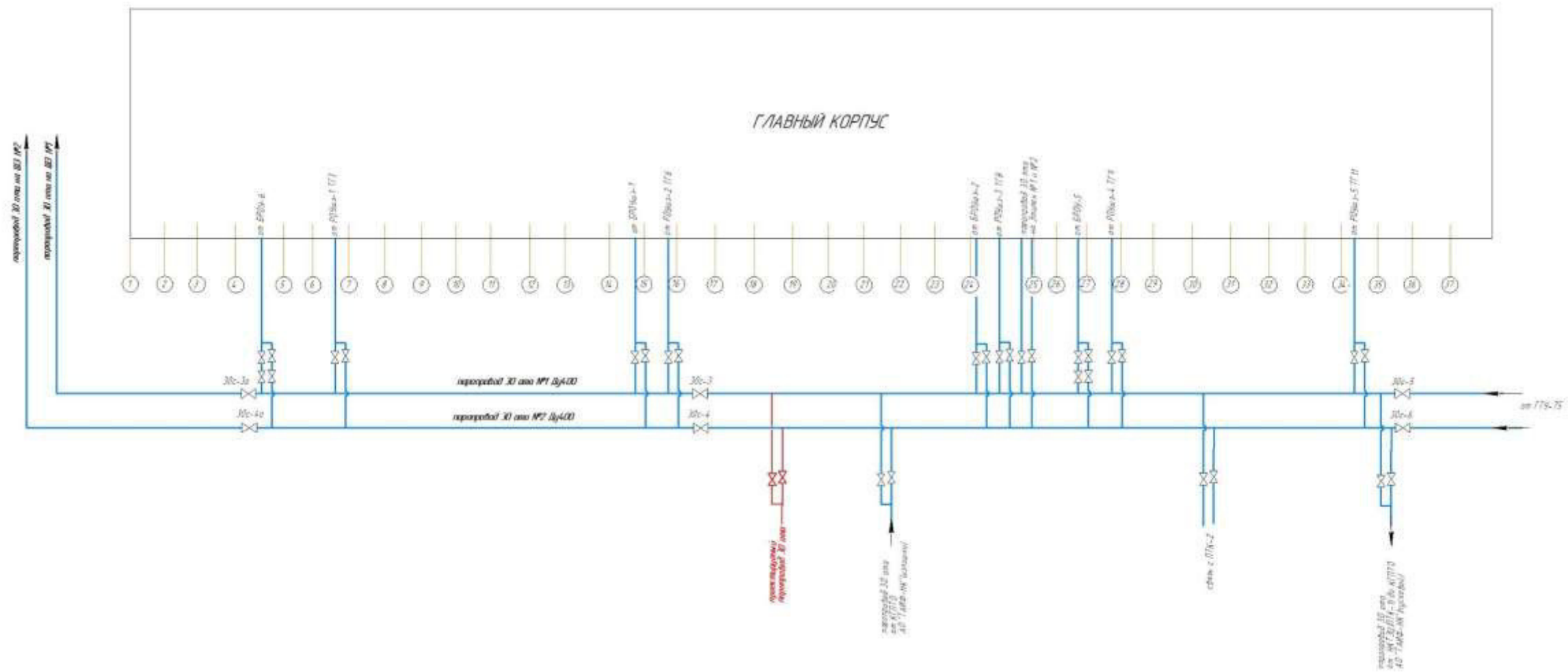
Приложение №1

Принципиальная схема
к Техническим условиям на пароснабжение 30 кгс/см²
новых производств ПАО "Нижнекамскнефтехим"
от филиала АО "ТГК-16" – "Нижнекамская ТЭЦ(ПТК-1)"





Принципиальная схема паропровода 30 атм № 1 и № 2 филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)"





АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ТГК-16

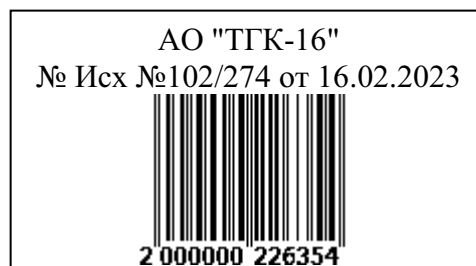
(АО «ТГК-16»)

Об изменениях к ТУ

Руководителю проекта

ПАО «Нижнекамскнефтехим»

Г.Й. Райковичу



Уважаемый Горан Йорданович!

Ранее в адрес ПАО «Нижнекамскнефтехим» письмом АО «ТГК-16» от 08.12.2022 г. №1754 направлялись скорректированные Технические условия на пароснабжение паром 30 кгс/см² новых производств ПАО «Нижнекамскнефтехим» от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)», утверждённые 08.12.2022, при этом направленные ранее письмом АО «ТГК-16» от 14.11.2022 №102/1572 Технические условия мы просили считать недействительными.

Следует отметить, что в полученном от ПАО «Нижнекамскнефтехим» электронном сообщении о наличии замечания Главгосэкспертизы касательно отсутствия Технических условий на узел коммерческого учёта, содержится ссылка на пункт 47 Технических условий, выданных 14.11.2022 и являющихся недействительными. В действующих Технических условиях от 08.12.2022 г. №1754 пункт с аналогичным содержанием находится под номером 57.

В связи с вышеизложенным направляем Вам утверждённые Изменения к Техническим условиям на пароснабжение паром 30 кгс/см² новых производств ПАО «Нижнекамскнефтехим» (в рамках реализации проекта «Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ») от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» от 08.12.2022

ОКПО 65505691
ОГРН 1101690011532
ИНН 1655189422
КПП 785150001

Тел.: +7 (843) 203-75-59
E-mail: Office@tgc16.ru
www.tgc16.ru

420015, Российская Федерация,
Республика Татарстан, г.о. город
Казань, г. Казань, ул. Пушкина,
зд.80, оф.311

(№102/1754 от 08.12.2022) от 08.12.2022 г. Данные изменения исключают из Технических условий пункт 57 со следующим содержанием: «В установленном порядке получить у АО «ТГК-16» Технические условия на организацию узла коммерческого учета для пароснабжения паром 30 кгс/см² новых производств ПАО «Нижнекамскнефтехим» от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)», в связи с тем, что требования на организацию узла коммерческого учета содержатся в пунктах с 16 по 40 данных Технических условий.

Приложение: Изменения к техническим условиям на пароснабжение паром 30 кгс/см² новых производств ПАО «Нижнекамскнефтехим» (в рамках реализации проекта «Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ») от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» от 08.12.2022 (№102/1754 от 08.12.2022) на 1 л. в 1 экз.

Генеральный директор

Э.Г. Галеев

**ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ**
Сертификат: 2D3B66005FAE72A84B8226BF196A85B6
Владелец: ГАЛЕЕВ ЭДУАРД ГЕННАДЬЕВИЧ, АО ТГК-16 ,
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР
Действителен: с 21.03.2022 по 21.06.2023

Исп.: Сергей Сергеевич Паймин (тел. 8 (843) 203-76-82)

ОКПО 65505691
ОГРН 1101690011532
ИНН 1655189422
КПП 785150001

Тел.: +7 (843) 203-75-59
E-mail: Office@tgc16.ru
www.tgc16.ru

420015, Российская Федерация,
Республика Татарстан, г.о. город
Казань, г. Казань, ул. Пушкина,
зд.80, оф.311

Передаваемая информация не предназначена для публичного использования. Прямое публичное раскрытие прилагаемых данных через распространение в средствах массовой информации, размещение на сайтах или иным способом требует предварительного согласия со стороны АО «ТГК-16»

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
АО «ТГК-16»
Э.Г. Галеев
« 13 » 02 2023 г.

Изменения к техническим условиям
на пароснабжение паром 30 кгс/см² новых производств
ПАО «Нижекамскнефтехим» (в рамках реализации проекта
«Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью
50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ»)
от филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» от 08.12.2022
(№102/1754 от 08.12.2022).

Заявитель - ПАО «Нижекамскнефтехим».

1. Исключить пункт 57 из Технических условий от 08.12.2022 (№102/1754 от 08.12.2022).

Согласовано:

И.о. заместителя генерального директора –
технического директора,
Начальник ПТО



А.Я. Латыпов



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

(ПАО «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»)

№ 22360-ИсхП

от 27.09.2022

Главному инженеру проекта,

АО «НИПИГАЗ»

А.И. Соловьеву

e-mail: NKNH-NIPI@nipigas.ru

**Касается технических условий на подключение
к существующим трубопроводам
водяного пара высокого давления (точки 2,3)**

Уважаемый Андрей Игоревич!

В ответ на ваше письмо № 0022.2022-NPG-NKNH-LET-00201 от 12.08.2022 г., для разработки рабочей и проектной документации «Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НKNХ»» прошу Вас руководствоваться следующими техническими условиями на подключение к существующим трубопроводам водяного пара высокого давления нового паропровода для нужд производства Гексен-1 (потребление пара ВД в РОУ поз.М-0001 титула 202):

1. Источник пароснабжения: паропровод 30 кгс/см² филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)». Балансовая принадлежность магистральной сети – цех № 5157.

2. Рабочие параметры среды в магистральном трубопроводе пара 30 кгс/см²:

- расчетное давление – 30 кгс/см²;
- расчетная температура, °С - 300;
- рабочее давление - 28,3-29,7 кгс/см²;
- рабочая температура, °С - 275-295.

3. Предусмотреть проектом дополнительное подключение вновь проектируемого паропровода к существующим трубопроводам пара рег.№НХТ-1 и рег.№400 в точках №2, 3 (Приложение 1) с установкой дублирующих запорных арматур. Точное место определить проектом в районе стойки № 40 эстакады ряд 2 (Приложение 2). Существующие трубопроводы пара (Приложения 3,4) проложены с изоляцией без теплоспутника.

Параметры существующего трубопровода:

- диаметры трубопроводов, мм – 350 (377х9);
- материал трубопроводов – сталь 20

ОКПО	0566801	тел.:	+7 (8555) 37-70-09	ПАО «Нижекамскнефтехим»
ОГРН	1021602502316		+7 (8555) 37-94-50	ул.Соболековская, здание 23, офис 129
ИНН	1651000010	e-mail:	nknh@nknh.ru	г.Нижекамск, Республика Татарстан,
КПП	165101001		www.nknh.ru	РФ, 423574

Передаваемая информация не предназначена для публичного использования. Прямое публичное раскрытие прилагаемых данных через распространение в средствах массовой информации, размещение на сайтах или иным способом требует предварительного согласия со стороны ПАО «Нижекамскнефтехим»

5. Параметры среды в точках подключения соответствуют параметрам, указанным в пункте 2.

6. Качество пара указано в Приложении 5.

7. Предусмотреть устройство площадки обслуживания (при необходимости) и сдвоенные арматуры в точках подключения

8. Прокладку трубопровода произвести в соответствии с требованиями ФНиП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» №536 от 15.12.2020, Технический регламент Таможенного союза 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», ПТЭТЭ, СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети», СП 124.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 42-02-2003 «Тепловые сети», СТО ЦКТИ 10.003-2007 «Трубопроводы пара и горячей воды тепловых станций» и другой действующей НТД на проектирование паропроводов.

9. Выбор теплоизоляционного материала и проектного уровня защиты выполнить исходя из оптимальной энергетической эффективности в течение проектного срока эксплуатации в соответствии с требованиями СТП СР/05-02-02/ПрФ01 «Процедура функции. Управление надежностью и эффективностью систем энергообеспечения предприятий ПАО «СИБУР Холдинг», Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 N 536 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением и Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённых приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 229 от 19 июня 2003 г.

10. Предусмотреть автоматизированный узел учета на трубопроводе приема пара в производство Гексен-1 в соответствии с требованиями «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя». Данные с узла учета выдавать в компьютерную сеть ПАО «Нижнекамскнефтехим» - АСОДУ «Энергоресурсы». В случае если застройщиком будет являться другое юридическое лицо, отличное от ПАО «НКНХ», установить коммерческие узлы учета.

11. В целях коммерческого учёта отпускаемой тепловой энергии (далее КУУТЭ) в проекте предусмотреть организацию коммерческого учета тепловой энергии в соответствии с Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации № 1034 от 18 ноября 2013 г и Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ.

КУУТЭ расположить максимально близко к границе балансовой принадлежности. Место расположения определить проектом. Для обслуживания оборудования КУУТЭ в проектной документации определить необходимость размещения площадок обслуживания.

12. Срок действия технических условий – 3 года.

Приложение 1. Схема подключения пара 30 по ряду 2 к точкам 2,3

Приложение 2. Место подключения

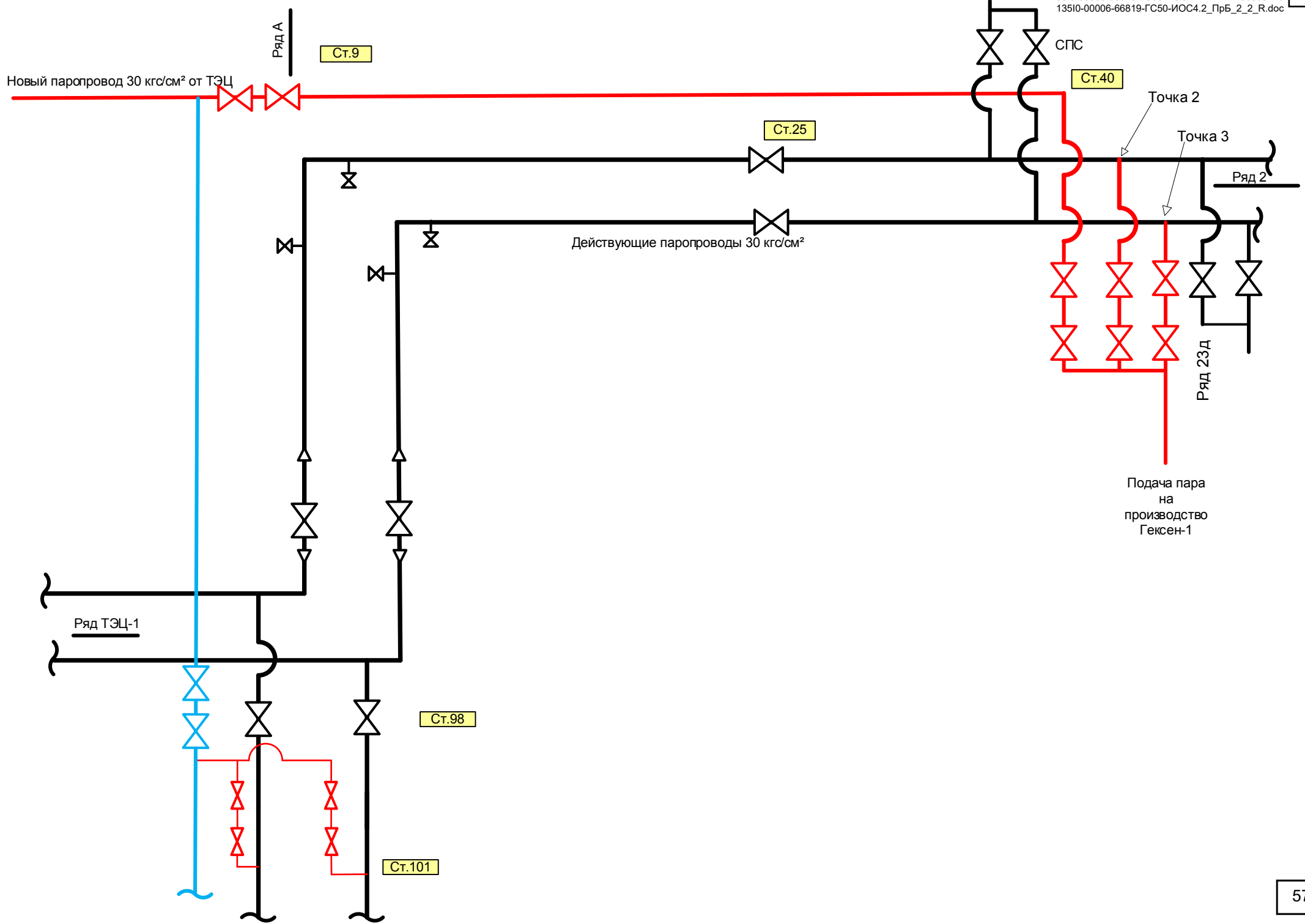
Приложение 3. Паспорт и ЭПБ труб-д рег.№ 400
Приложение 4. Паспорт и ЭПБ труб-д рег.№НХГ-1
Приложение 5. Качество пара

С уважением,

Директор Энергопроизводства

В.А. Мельников

Исп.: А.И. Гильмутдинов
(8555) 37-90-48





ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

(ПАО «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»)

№ 267-ИсхП

от 12.01.2023

Главному инженеру проекта,
АО «НИПИГАЗ»

А.И. Соловьеву

e-mail: NKNH-NIPI@nipigas.ru

Касается дополнения к ТУ
№22360-ИсхП от 27.09.2022

Уважаемый Андрей Игоревич!

Для разработки рабочей и проектной документации «Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ»» направляю Вам дополнение к техническим условиям на подключение к существующим трубопроводам водяного пара высокого давления (пар 30,0 кгс/см²) для нужд производства Гексен-1 № 22360-ИсхП от 27.09.2022 г. в части режима потребления:

Режим потребления:

- постоянный, расход, т/ч - 7,0...17,5

С уважением,

Директор Энергопроизводства

В.А. Мельников



НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 03239068002AAEESCВ34F4B3BC14C4BD03F
Владелец **Мельников Вячеслав Анатольевич**
Действителен с 27.01.2022 по 27.01.2023

Исп.: А.Ю. Кошелев

ОКПО 0566801
ОГРН 1021602502316
ИНН 1651000010
КПП 165101001

тел.: +7 (8555) 37-70-09
+7 (8555) 37-94-50
e-mail: nknh@nknh.ru
www.nknh.ru

ПАО «Нижнекамскнефтехим»
ул.Соболековская, здание 23, офис 129
г.Нижнекамск, Республика Татарстан,
РФ, 423574

Передаваемая информация не предназначена для публичного использования. Прямое публичное раскрытие прилагаемых данных через распространение в средствах массовой информации, размещение на сайтах или иным способом требует предварительного согласия со стороны ПАО «Нижнекамскнефтехим»



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

(ПАО «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»)

№ 22361-ИсхП

от 27.09.2022

Главному инженеру проекта,

АО «НИПИГАЗ»

А.И. Соловьеву

e-mail: NKNH-NIPI@nipigas.ru

**Касается технических условий на подключение
к существующим трубопроводам
водяного пара среднего давления**

Уважаемый Андрей Игоревич!

В ответ на ваше письмо № 0022.2022-NPG-NKNH-LET-00201 от 12.08.2022 г., для разработки рабочей и проектной документации «Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НKNХ»» прошу Вас руководствоваться следующими техническими условиями на подключение к существующим трубопроводам водяного пара среднего давления нового паропровода для нужд производства Гексен-1 (потребление пара СД в РОУ поз.М-0002 титула 202):

1.Источник пароснабжения: паропровод 15,9 кгс/см² филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».

Балансовая принадлежность магистральной сети – цех № 5107 и цех № 5157.

2. Рабочие параметры среды в магистральном трубопроводе пара 15,9 кгс/см²:

- расчетное давление – 15,9 кгс/см²;
- расчетная температура, °С - 249;
- рабочее давление - 14,0 кгс/см²;
- рабочая температура, °С - 240.

3. Предусмотреть проектом подключенит вновь проектируемого паропровода к существующим трубопроводам пара:

3.1. Трубопровод рег.№42 (1 ввод) DN800, марка стали Ст.3сп, диаметр 820х9 мм;

3.2. Трубопровод рег.№43 (1 ввод) DN800, марка стали Ст.3сп, диаметр 820х9 мм;

3.3. Трубопровод рег.№896 (1 ввод) DN600, марка стали 17Г1С, диаметр 630х10 мм;

3.4. Трубопровод рег.№897 (1 ввод) DN600, марка стали 17Г1С, диаметр 630х10 мм;

ОКПО 0566801
ОГРН 1021602502316
ИНН 1651000010
КПП 165101001

тел.: +7 (8555) 37-70-09
+7 (8555) 37-94-50
e-mail: nknh@nknh.ru
www.nknh.ru

ПАО «Нижекамскнефтехим»
ул.Соболековская, здание 23, офис 129
г.Нижекамск, Республика Татарстан,
РФ, 423574

Передаваемая информация не предназначена для публичного использования. Прямое публичное раскрытие прилагаемых данных через распространение в средствах массовой информации, размещение на сайтах или иным способом требует предварительного согласия со стороны ПАО «Нижекамскнефтехим»

- 3.5. Трубопровод рег.№1001, DN500, марка стали ВСт3, диаметр 530x8 мм;
- 3.6. Трубопровод рег.№1002, DN500, марка стали ВСт3, диаметр 530x8 мм.
4. Точное место определить проектом, предварительные места подключений указаны в Приложении 1.
5. Существующие трубопроводы пара проложены с изоляцией без теплоспутника.
6. Качество пара указано в Приложении 5.
7. Предусмотреть устройство площадки обслуживания (при необходимости). Предусмотреть сдвоенные арматуры в местах врезок.
8. Прокладку трубопровода произвести в соответствии с требованиями ФНиП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» №536 от 15.12.2020, Технический регламент Таможенного союза 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», ПТЭТЭ, СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети», СП 124.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 42-02-2003 «Тепловые сети», СТО ЦКТИ 10.003-2007 «Трубопроводы пара и горячей воды тепловых станций» и другой действующей НТД на проектирование паропроводов.
9. Выбор теплоизоляционного материала и проектного уровня защиты выполнить исходя из оптимальной энергетической эффективности в течение проектного срока эксплуатации в соответствии с требованиями СТП СР/05-02-02/ПрФ01 «Процедура функции. Управление надежностью и эффективностью систем энергообеспечения предприятий ПАО «СИБУР Холдинг», Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 N 536 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением и Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённых приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 229 от 19 июня 2003 г.
10. Предусмотреть автоматизированный узел учета на трубопроводе приема пара в производство Гексен-1 в соответствии с требованиями «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя». Данные с узла учета выдавать в компьютерную сеть ПАО «Нижнекамскнефтехим» - АСОДУ «Энергоресурсы». В случае если застройщиком будет являться другое юридическое лицо, отличное от ПАО «НКНХ», установить коммерческие узлы учета.
11. В целях коммерческого учёта отпускаемой тепловой энергии (далее КУУТЭ) в проекте предусмотреть организацию коммерческого учета тепловой энергии в соответствии с Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации № 1034 от 18 ноября 2013 г и Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ.
- КУУТЭ расположить максимально близко к границе балансовой принадлежности на территории ТЭЦ. Место расположения определить проектом. Для обслуживания оборудования КУУТЭ в проектной документации определить необходимость размещения площадок обслуживания.

12. Срок действия технических условий – 3 года.

Приложение 1. Точки подключения

Приложение 2. Место подключения и паспорта трубопроводов цеха №5107

Приложение 3. Место подключения к трубопроводам цеха №5157

Приложение 4. Паспорт трубопровода цеха №5157

Приложение 5. Паспорт трубопровода цеха №5157

Приложение 6. Качество пара

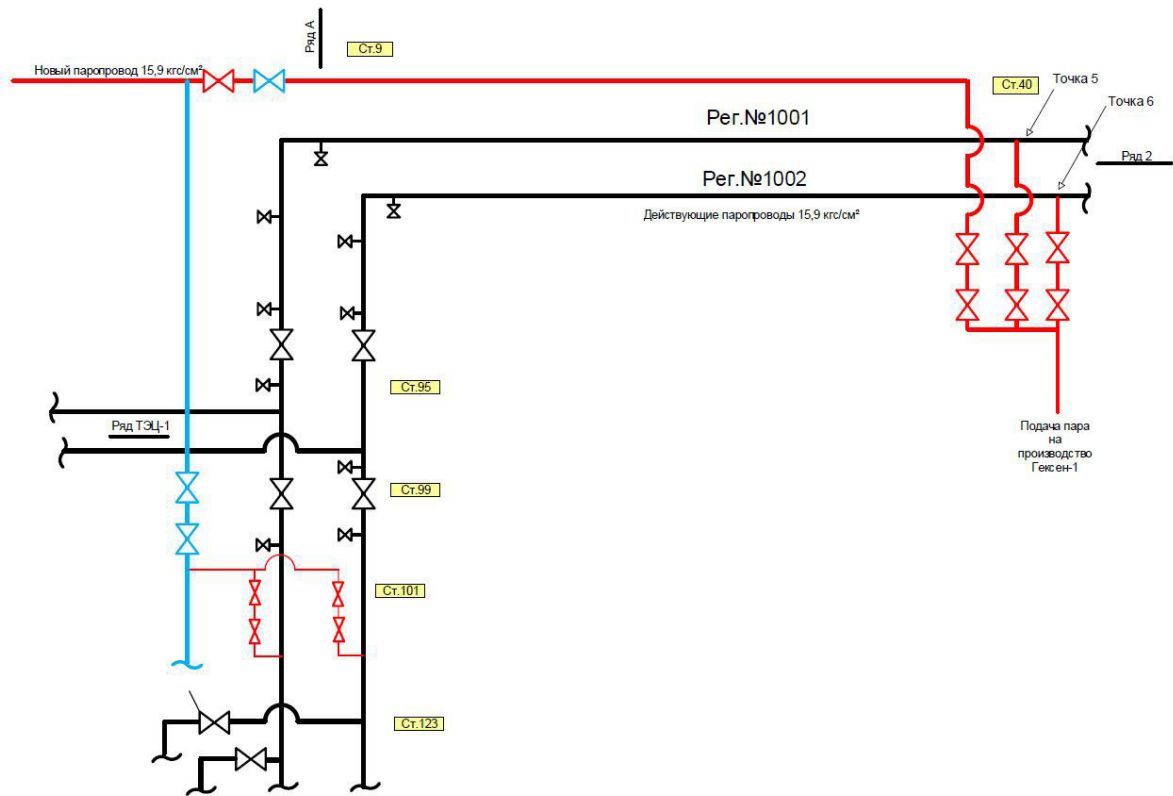
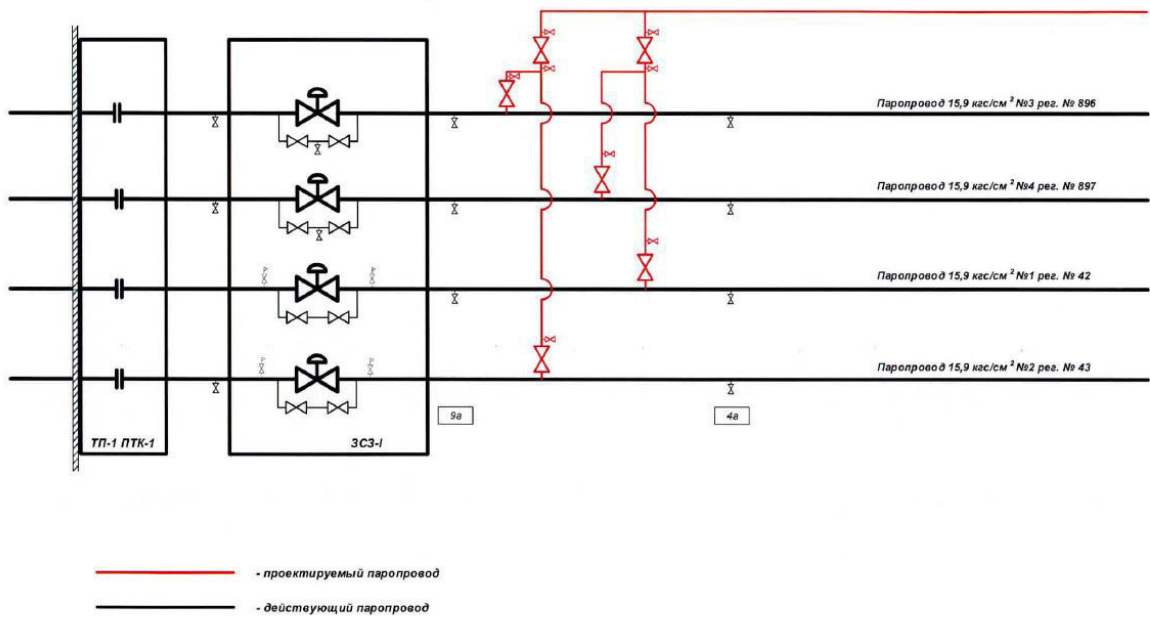
С уважением,

Директор Энергопроизводства

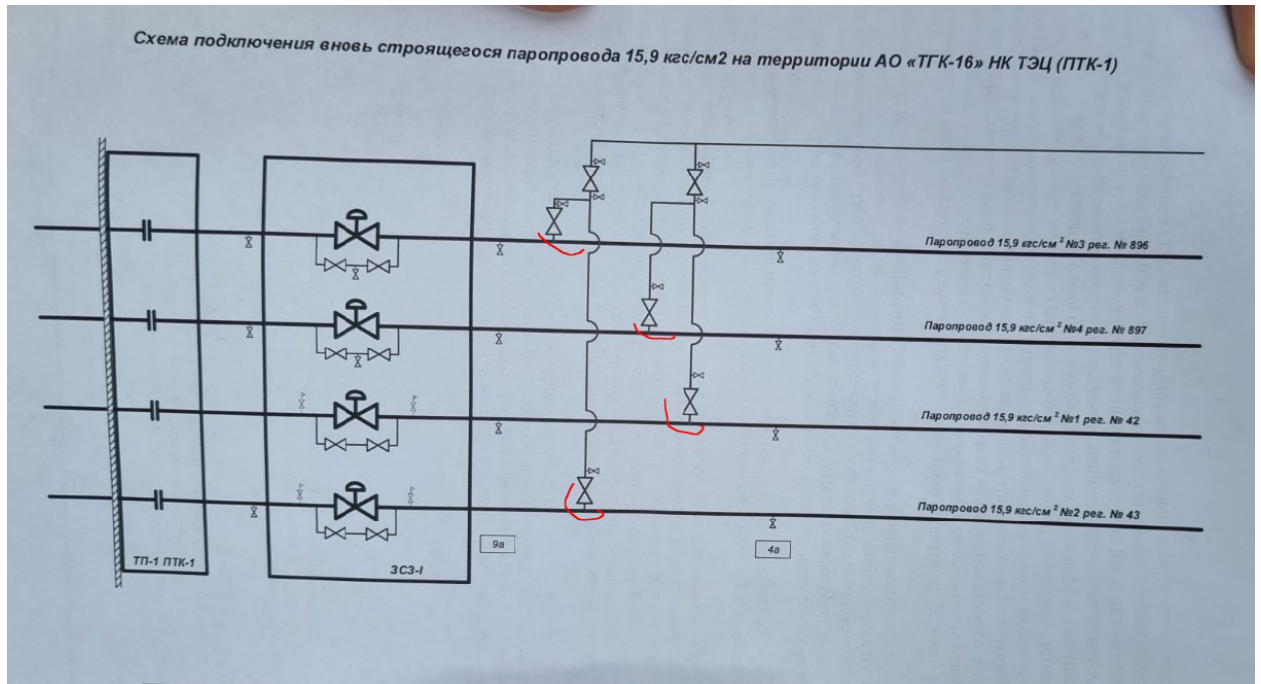
В.А. Мельников

Приложение 1. Точки подключения

Схема подключения вновь строящегося паропровода 15,9 кгс/см² на территории АО «ТГК-16» НК ТЭЦ (ПТК-1)



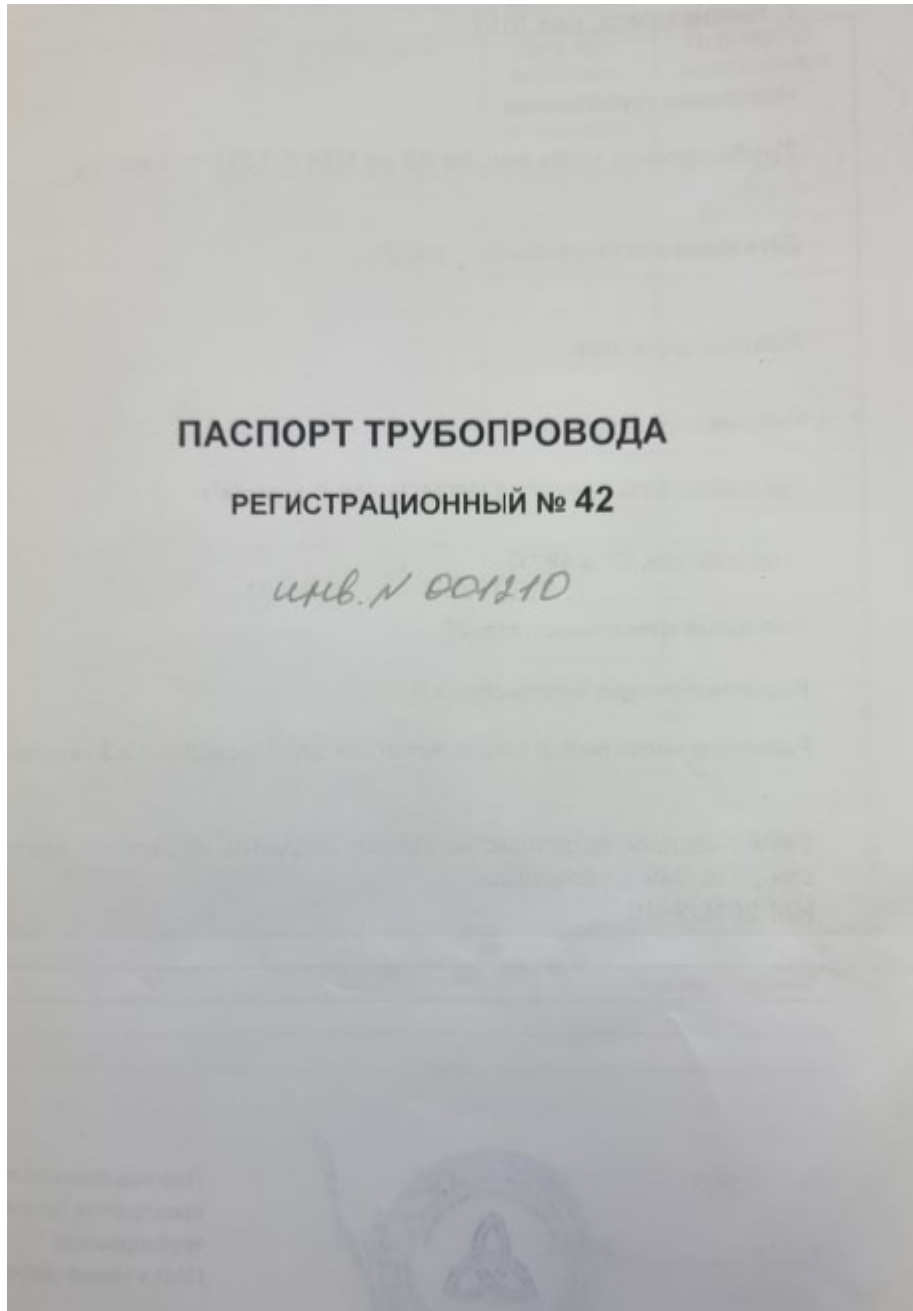
Приложение 2. Место подключения и паспорта трубопроводов цеха №5107







Точка №1



п/п 15 № 1
I ВВОД
рег. № 42

41	30с927нк	Задвижка DN 600 PN 25 с эл. приводом	2	4035	с обязательной фиксацией и креплением
42	30с927нк	Задвижка DN 600 PN 25 с эл. приводом	1	1360	с обязательной фиксацией и креплением
43	30с527нк	Задвижка DN 600 PN 25	2	1242	с обязательной фиксацией и креплением
44	30с527нк	Задвижка DN 400 PN 25	3	661	с обязательной фиксацией и креплением
45	ЗК/12-40	Задвижка DN 300 PN 40	1	560	с обязательной фиксацией и креплением
46	ЗК/12-40	Задвижка DN 150 PN 40	2	125	с обязательной фиксацией и креплением
47	ЗК/12-25	Задвижка DN 150 PN 25	2	145	с обязательной фиксацией и креплением
48	ЗК/12-40	Задвижка DN 100 PN 40	1	60	с обязательной фиксацией и креплением
49	ЗК/12-25	Задвижка DN 100 PN 25	6	64	с обязательной фиксацией и креплением
50	ЗК/12-40	Задвижка DN 80 PN 40	2	49	с обязательной фиксацией и креплением
51	ЗК/12-25	Задвижка DN 80 PN 25	3	45	с обязательной фиксацией и креплением
52	ЗК/12-40	Задвижка DN 50 PN 40	2	32	с обязательной фиксацией и креплением
53	ЗК/12-25	Задвижка DN 50 PN 25	10	23	с обязательной фиксацией и креплением
Материалы					
55	В-СмЭсп ГОСТ 10705-80	Труба 820х9 ГОСТ 10704-91	2400	180	п.м
56	В-СмЭсп ГОСТ 10705-80	Труба 820х12 ГОСТ 10704-91	5	239	п.м
57	В-СмЭсп ГОСТ 10705-80	Труба 630х8 ГОСТ 10704-91	360	123	п.м
58	В-СмЭсп ГОСТ 10705-80	Труба 630х7 ГОСТ 10704-91	600	108	п.м
59	В-СмЭсп ГОСТ 10705-80	Труба 530х8 ГОСТ 10704-91	75	103	п.м
60	В 10 ГОСТ 8731-74	Труба 426х10 ГОСТ 8732-78	23	102,6	п.м
61	В 10 ГОСТ 8731-74	Труба 325х9 ГОСТ 8732-78	23	70	п.м

ИМ 2015/З – ИС					
ПАО "Нижнекамскнефтехим"					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Край				
Проб.	Ротарь				
Т.контр.	Ротарь				
И.контр.	Яхлова				
Техническое перевооружение трубопровода пара № рег. 43 от ПТК-1 ТЭЦ по I вводу			Стадия	Лист	Листов
Исполнительная схема трубопровода пара от ПТК-1 ТЭЦ до ЦГ ФУ-1, ЦГ ФУ-2.			Р	11	9
			ЗАО "ОРТЭС"		
Формат А2х3					

Наименование и адрес предприятия-владельца трубопровода:

**ПАО «Нижнекамскнефтехим», Республика Татарстан,
г. Нижнекамск, цех 5107**

Назначение трубопровода:

Трубопровод пара рег. № 42 от ПТК-1 ТЭЦ по I вводу

Дата ввода в эксплуатацию: 1967г.

Рабочая среда: **пар**

Рабочие параметры среды:

- давление, МПа (кгс/см²): **1,59 МПа (15,9 кгс/см²)**

- температура, С°: **249 °С**

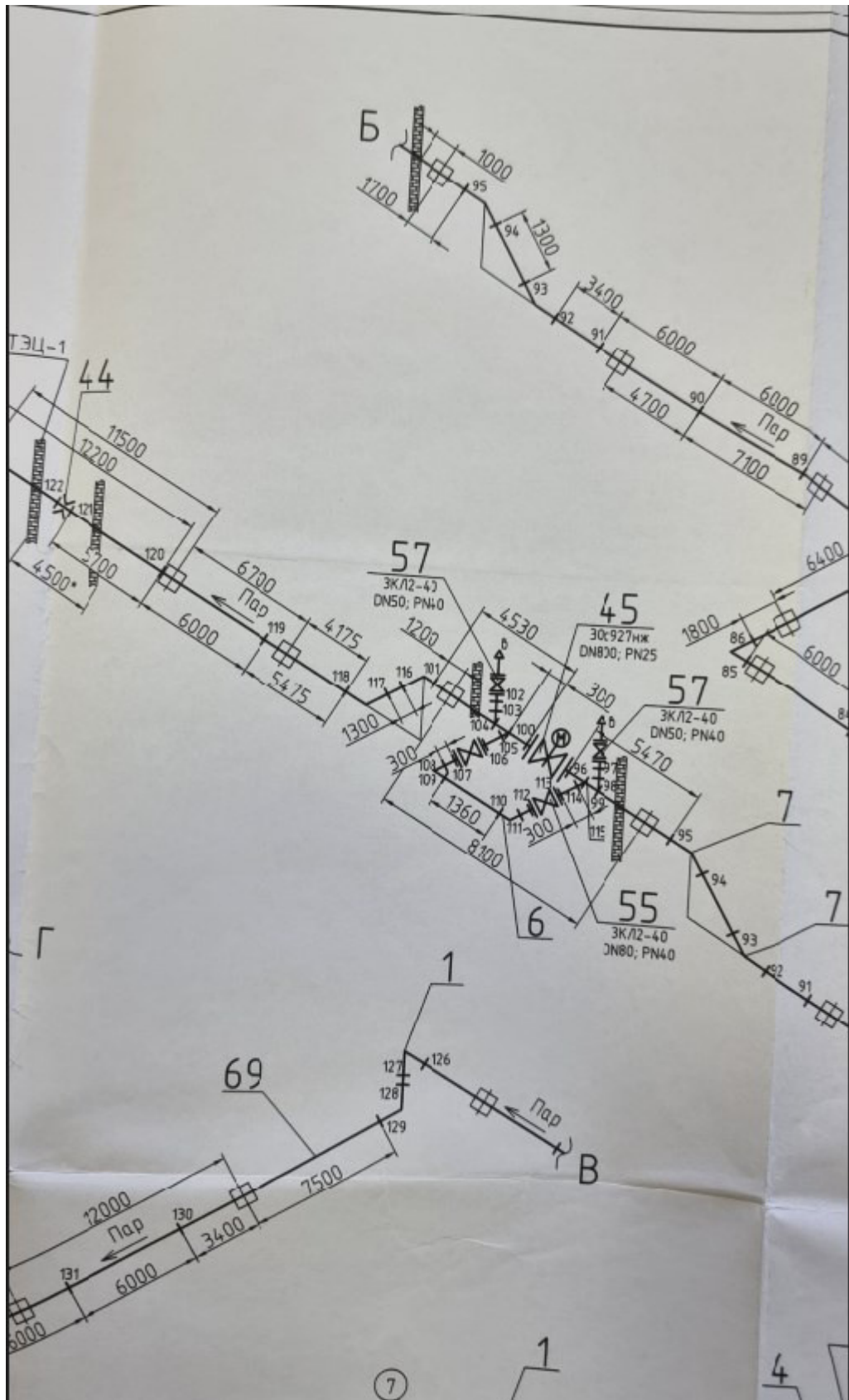
Расчетный срок службы, лет: **20**

Расчетный ресурс, ч (срок службы):

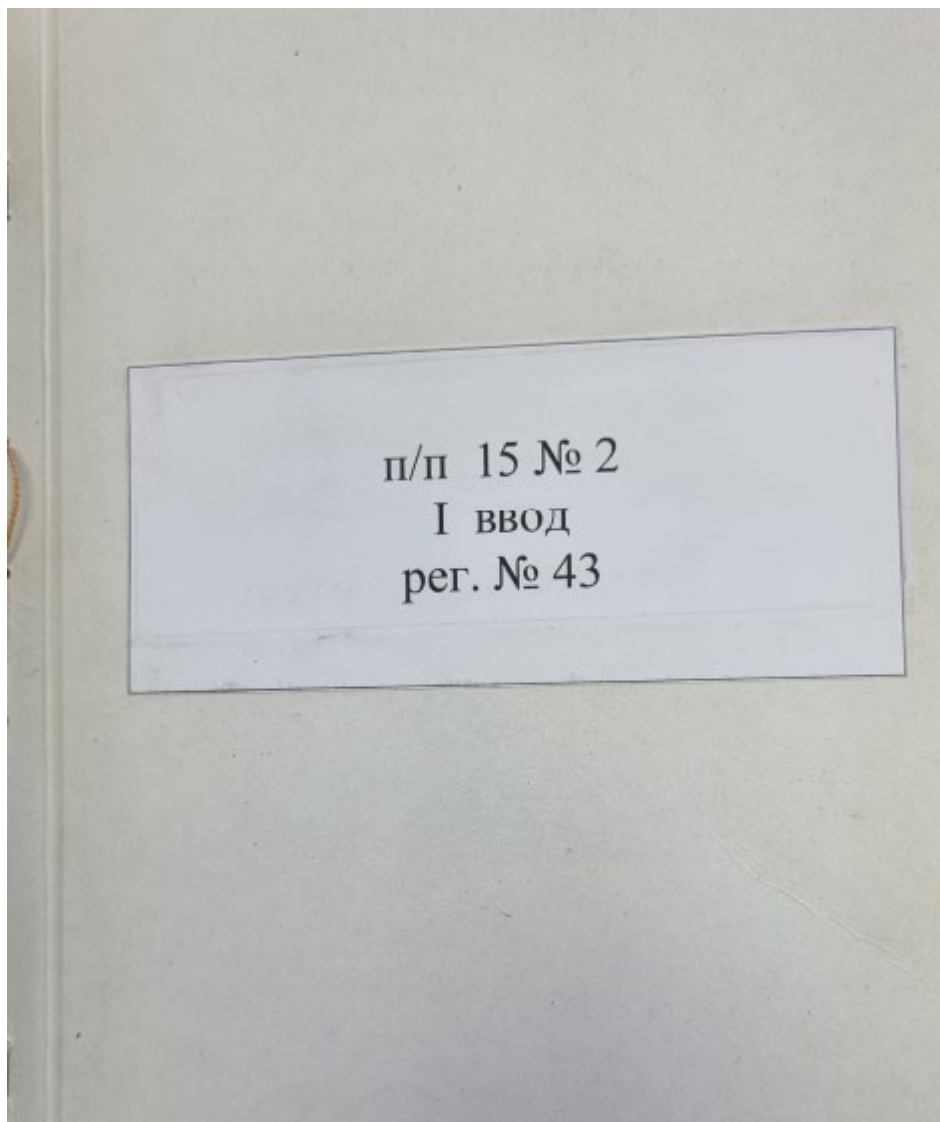
Расчетное число пусков (заполняется для трубопроводов 1 и 2 категории):

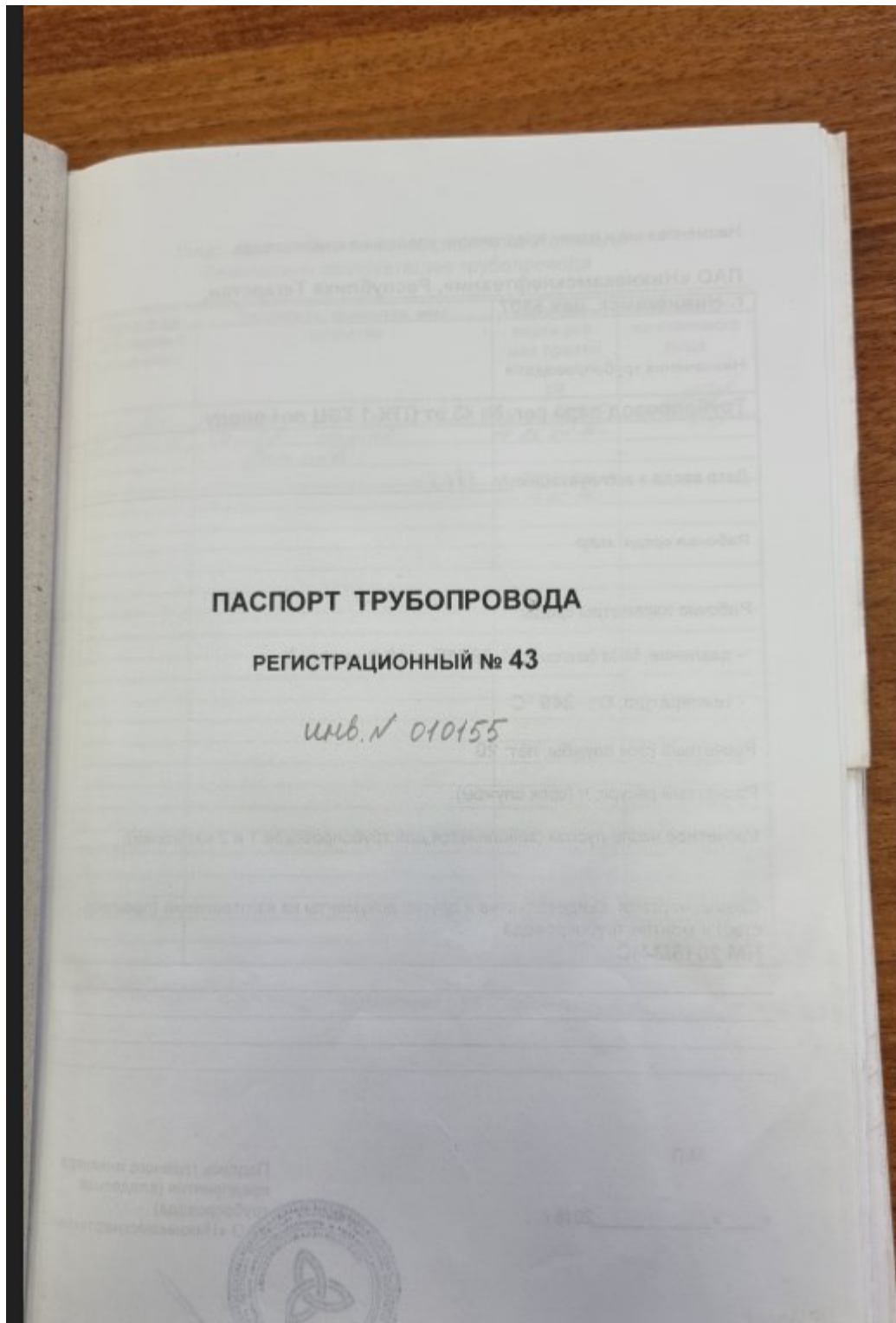
Схемы, чертежи, свидетельства и другие документы на изготовление (производство) и монтаж трубопровода

НМ 2015/2-ИС



Точка №2





41	Задвижка DN 800 PN 25 с эл. приводом	2	4035	с оплеткой из нержавеющей стали
42	Задвижка DN 600 PN 25 с эл. приводом	1	1360	с оплеткой из нержавеющей стали
43	Задвижка DN 600 PN 25	2	1242	с оплеткой из нержавеющей стали
44	Задвижка DN 400 PN 25	3	661	с оплеткой из нержавеющей стали
45	Задвижка DN 300 PN 40	1	560	с оплеткой из нержавеющей стали
46	Задвижка DN 150 PN 40	2	125	с оплеткой из нержавеющей стали
47	Задвижка DN 150 PN 25	2	145	с оплеткой из нержавеющей стали
48	Задвижка DN 100 PN 40	1	60	с оплеткой из нержавеющей стали
49	Задвижка DN 100 PN 25	6	64	с оплеткой из нержавеющей стали
50	Задвижка DN 80 PN 40	2	49	с оплеткой из нержавеющей стали
51	Задвижка DN 80 PN 25	3	45	с оплеткой из нержавеющей стали
52	Задвижка DN 50 PN 40	2	32	с оплеткой из нержавеющей стали
53	Задвижка DN 50 PN 25	10	23	с оплеткой из нержавеющей стали
	Материалы			
55	Труба В-См3сп ГОСТ 10705-80	2400	180	п.м
56	Труба В-См3сп ГОСТ 10705-80	5	239	п.м
57	Труба В-См3сп ГОСТ 10705-80	360	123	п.м
58	Труба В-См3сп ГОСТ 10705-80	600	108	п.м
59	Труба В-См3сп ГОСТ 10705-80	75	103	п.м
60	Труба В 10 ГОСТ 8731-74	28	102,6	п.м
61	Труба В 10 ГОСТ 8731-74	20	70	п.м

ИМ 2015/3 – ИС			
ПАО "Нижнекамскнефтехим"			
Знаб.	Красб	Техническое перевооружение трубопровода пара	Лист
Знаб.	Ротарь	№ рег. 43 от ПТК-1 ТЭЦ по 1 body	Р
Знаб.	Ротарь	Исполнительная схема трубопровода пара от ПТК-1 ТЭЦ до ЦГФУ-1, ЦГФУ-2.	9
Знаб.	Васюда	ЗАО "ОРТЭС"	

Формат А2х3



Наименование и адрес предприятия-владельца трубопровода:
**ПАО «Нижнекамскнефтехим», Республика Татарстан,
г. Нижнекамск, цех 5107**

Назначение трубопровода:
Трубопровод пара рег. № 43 от ПТК-1 ТЭЦ по I вводу

Дата ввода в эксплуатацию: 1967 г.

Рабочая среда: **пар**

Рабочие параметры среды:
- давление, МПа (кгс/см²): **1,59 МПа (15,9 кгс/см²)**
- температура, С°: **249 °С**

Расчетный срок службы, лет: **20**

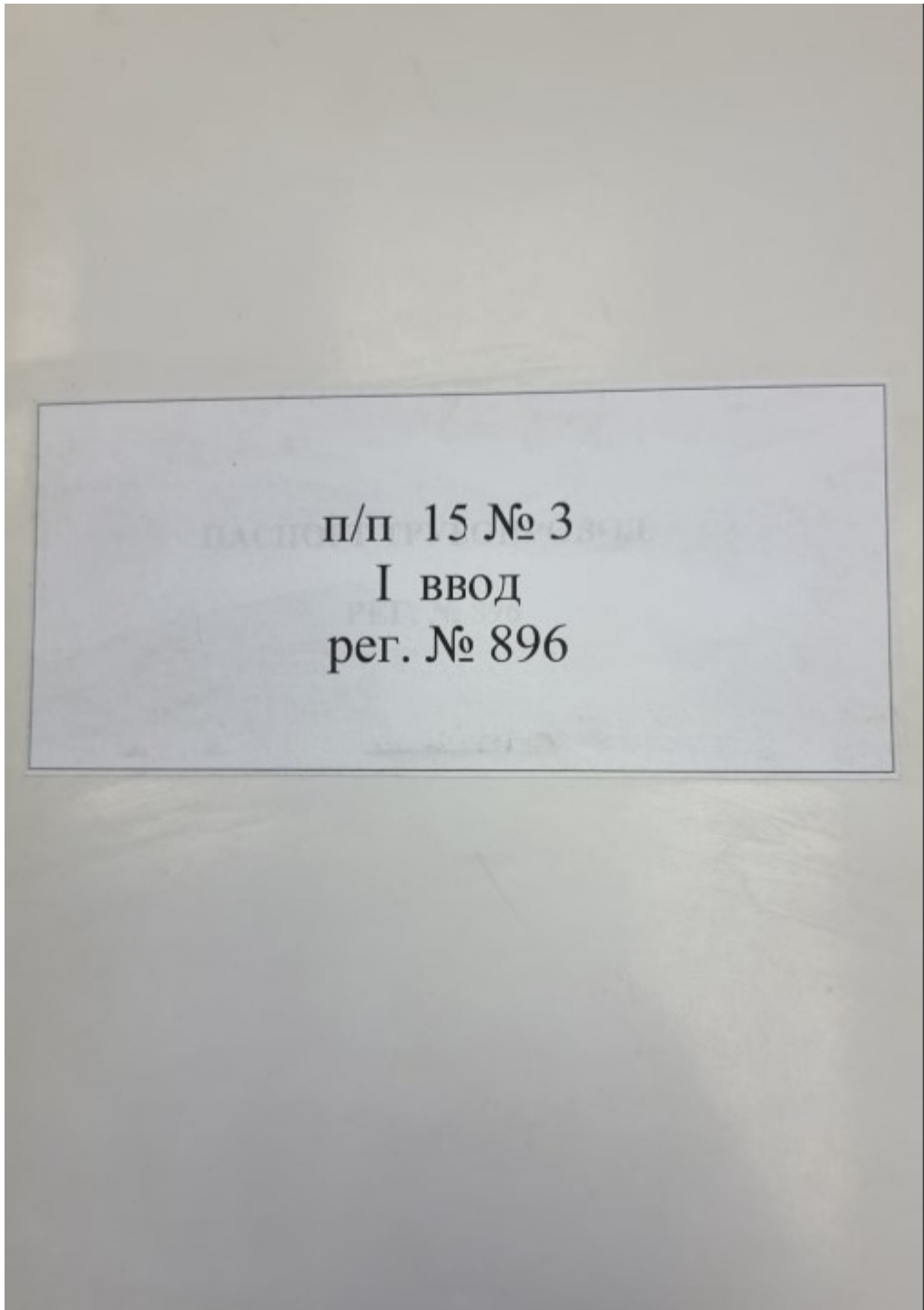
Расчетный ресурс, ч (срок службы):

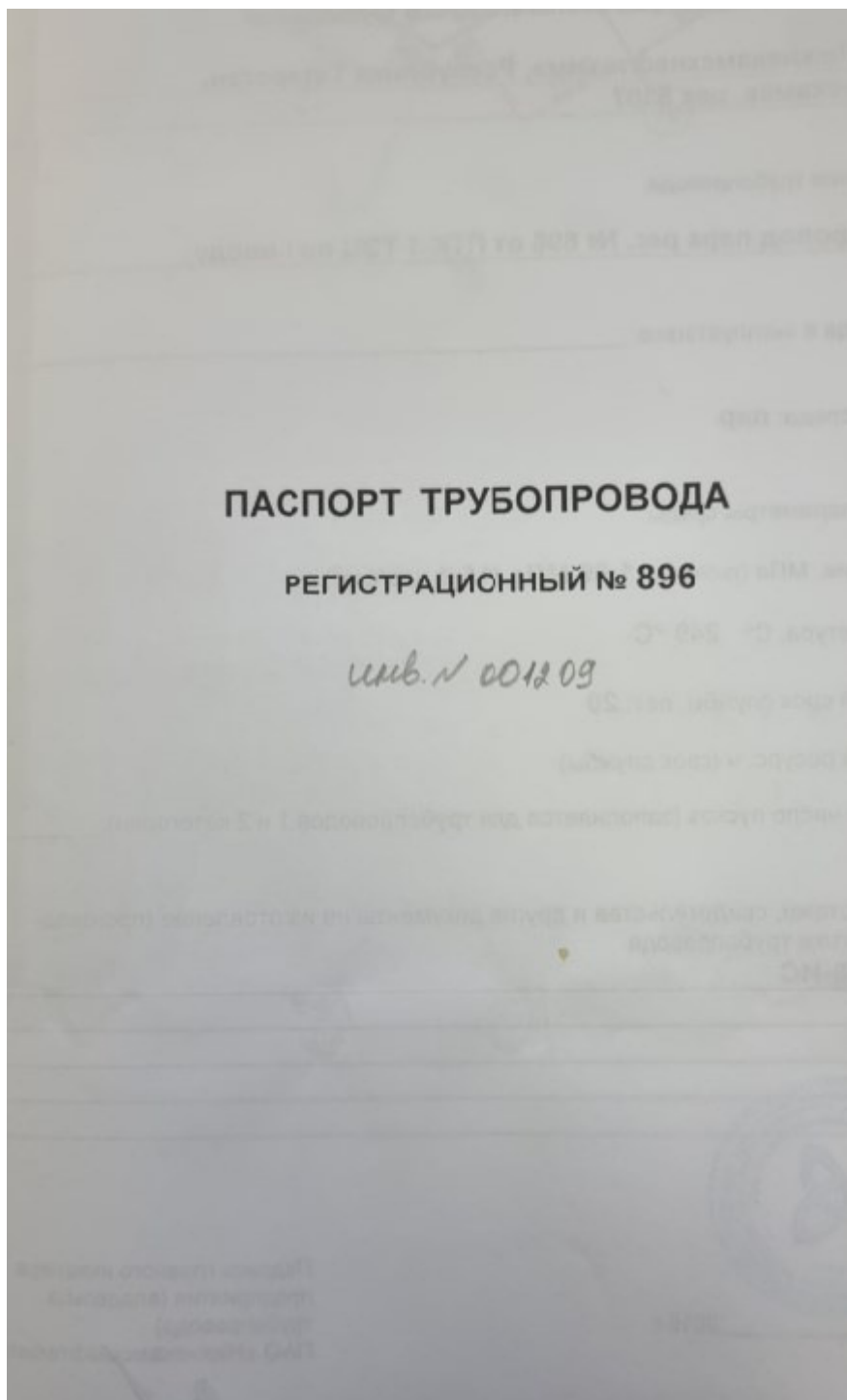
Расчетное число пусков (заполняется для трубопроводов 1 и 2 категории):

Схемы, чертежи, свидетельства и другие документы на изготовление (производство) и монтаж трубопровода
НМ 2015/3-ИС

№	Ø трубы	Длина	Участок трубопровода
1	426 × 10	75	от коллектора -- до стены здания ТЭЦ - 1
2	530 × 8	165	от коллектора -- до стены здания ТЭЦ - 1
3	820 × 9	2010	от разделит. ряд «А» ТЭЦ - 1 -- до ст. 86
4	630 × 8	320	от ст. 86 -- до ст. 112
5	630 × 7	655	от ст. 112 -- до ст. 209 (ЦФУ - 2)
6	159 × 4,5	160	от ст. 209 (ЦФУ - 2) -- до ст. 209 (ЦФУ - 2)

Точка №3





Наименование и адрес предприятия-владельца трубопровода:

**ПАО «Нижнекамскнефтехим», Республика Татарстан,
г. Нижнекамск, цех 5107**

Назначение трубопровода:

Трубопровод пара рег. № 896 от ПТК-1 ТЭЦ по I вводу

Дата ввода в эксплуатацию: _____

Рабочая среда: **пар**

Рабочие параметры среды:

- давление, МПа (кгс/см²): **1,59 МПа (15,9 кгс/см²)**

- температура, С°: **249 °С**

Расчетный срок службы, лет: **20**

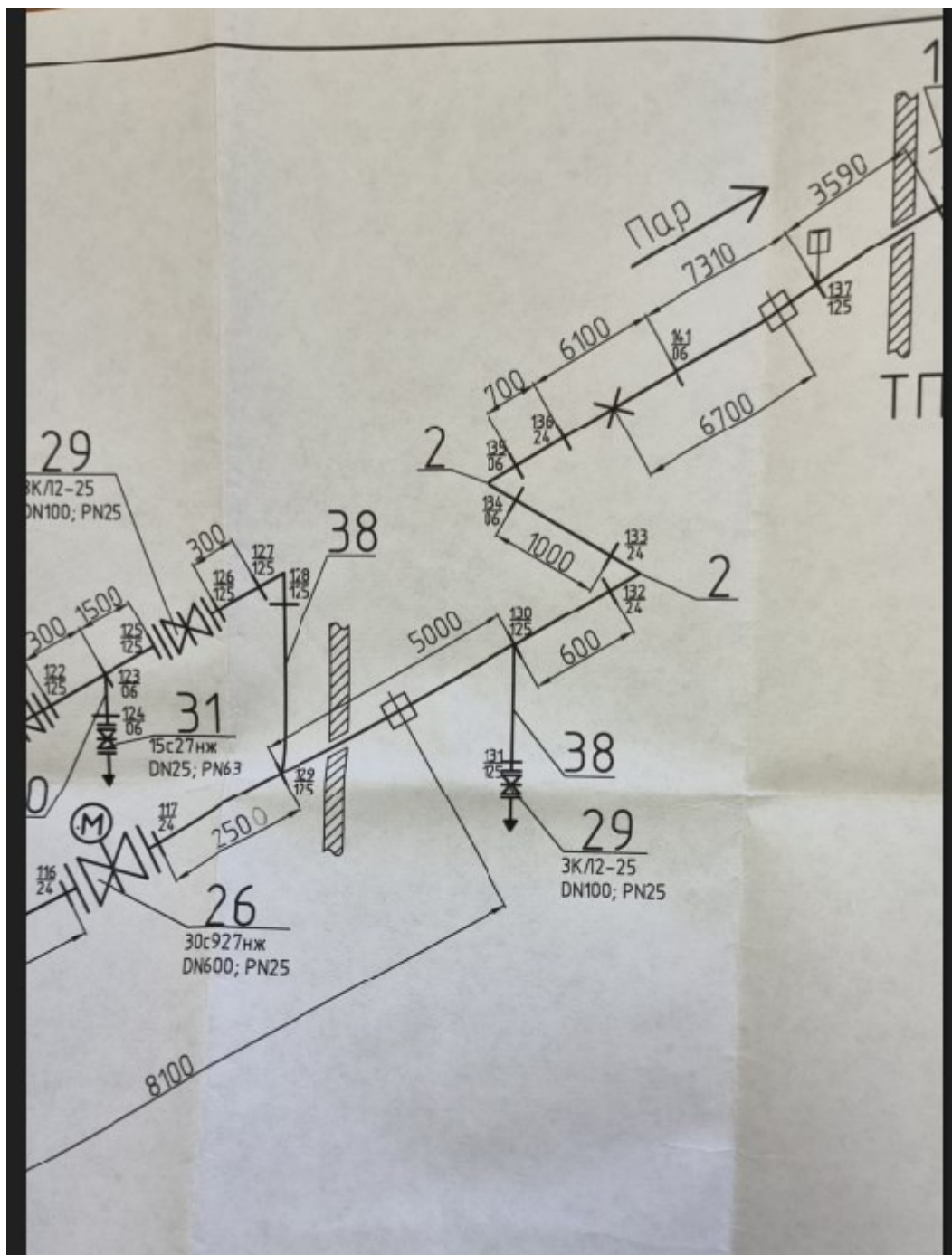
Расчетный ресурс, ч (срок службы): _____

Расчетное число гусков (заполняется для трубопроводов 1 и 2 категории): _____

Схемы, чертежи, свидетельства и другие документы на изготовление (производство) и монтаж трубопровода

НМ 2015/8-ИС

№	Ø трубы	Длина	Участок трубопровода
1	820 × 12	114	от оси 30 (разделит.) ТЭЦ-1 -- до оси 42 на II ввод
2	530 × 9	17	от оси 31 ----- на ТГ - 8
3	530 × 9	18	от оси 35 ----- на ТГ - 9
4	630 × 10	460	от оси 30 (разделит.) ТЭЦ - 1 -- до забора ТЭЦ-1 на I ввод
5	530 × 9	15	от оси 20 ----- на БРОУ-3
6	530 × 9	23	от оси 12 ----- на БРОУ-1
7	530 × 9	22	от оси 10 ----- на ТГ-3
8	426 × 7	24	от оси 9 ----- на ТГ - 2
9	630 × 10	710	от забора ТЭЦ-1 ----- до ст. 2
10	630 × 10	570	от ст. 2 ----- до ст. 65
11	529 × 9	490	от ст. 65 ----- до ст. 603 (И - 3)



17	ГОСТ 34.10.761-97	Шпундер				
18	ГОСТ 26969-86	Диафрагма ДБС 4,0-600-А/Б-1	2	37,0		
19	Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 630х10 ТС-624.000-098	196	42		
20	Серия 5.903-13 Выпуск 7-95	Опора 630х10 ТС-671.00.00-10	18	75,3		
21	Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 530х10 ТС-624.000-094	59	42		
22	Серия 5.903-13 Выпуск 7-95	Опора 530х10 ТС-671.00.00-08	8	74		
23	Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 426х10 ТС-624.000-017	3	15		
Прочие изделия						
25	30с564нж	Задвижка DN 400 PN 25	1	640,0		с обязательными фланцами и креплением
26	30с927нж	Задвижка DN 600 PN 25	3	1985,0		с обязательными фланцами и креплением
27	30с964нж	Задвижка DN 500 PN 25	1	1233,0		с обязательными фланцами и креплением
28	30с964нж	Задвижка DN 400 PN 25	2	640,0		с обязательными фланцами и креплением
29	ЗКЛ2-25	Задвижка DN 100 PN 25	17	44,0		с обязательными фланцами и креплением
30	ЗКЛ2-25	Задвижка DN 80 PN 25	1	32,0		с обязательными фланцами и креплением
31	15с27нж	Клапан запорный DN 25 PN 64	3	10,8		с обязательными фланцами и креплением
32	30с564нж	Задвижка DN 600 PN 25	2	1400,0		с обязательными фланцами и креплением
33	30с964нж	Задвижка DN 600 PN 25	2	1400,0		с обязательными фланцами и креплением
34	30с41нж	Задвижка DN 100 PN 25	3	36,0		с обязательными фланцами и креплением
Материалы						
35	ВСтЗсп2 ГОСТ 10705-80	Труба 630х10 ГОСТ 10704-91	19,2	152,9		п.м
36	20 ГОСТ 8731-74	Труба 530х10 ГОСТ 8732-78	651	128,24		п.м
37	20 ГОСТ 8731-74	Труба 426х10 ГОСТ 8732-78	24	102,59		п.м
38	20 ГОСТ 8731-74	Труба 108х4 ГОСТ 8732-78				
39	20 ГОСТ 8731-74	Труба 89х3,5 ГОСТ 8732-78				
40	20 ГОСТ 8731-74	Труба 32х3 ГОСТ 8734-75				
41	20 ГОСТ 8731-74	Труба 108х5 ГОСТ 8732-78				

Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.изм.	Примечание
<u>Стандартные изделия</u>				
		72	163,5	
1 ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-630х10	4	146,0	
2 ГОСТ 17375-2001	Отвод 60-630х10	5	81,75	
3 ГОСТ 17375-2001	Отвод 45-630х10	38	153,0	
4 ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-530х10	1	102,0	
5 ГОСТ 17375-2001	Отвод 60-530х10	3	176,5	
6 ГОСТ 17375-2001	Отвод 45-530х10	5	97,0	
7 ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-426х10	4	2,5	
8 ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-108х4	5	208,4	
9 087 ОСТ 34.10.764-97	Тройник переходный 630х18-530х8-2,5	2	180,8	
0 085 ОСТ 34.10.764-97	Тройник переходный 630х14-426х12-2,5	2	295,6	
1 25 ОСТ 34.10.762-97	Тройник равнопереходный 630х18х14-2,5	1	39,8	
2 08 ОСТ 34.10.753-97	Переход 600х500-2,5	3	76,1	
3 05 ОСТ 34.10.759-97	Заглушка 500-2,5	1	134,7	
4 07 ОСТ 34.10.759-97	Заглушка 600-2,5	1	0,75	
5 111 ОСТ 34.10.761-97	Штуцер 89х3,5-500	2	1,24	
6 127 ОСТ 34.10.761-97	Штуцер 108х4,0-500	18	1,25	
7 126 ОСТ 34.10.761-97	Штуцер 108х4-600	2	37,0	
8 ГОСТ 26969-86	Диафрагма ДБС 4,0-600-А/Б-1			
Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 630х10 ТС-624.000-098	196	42	
Серия 5.903-13 Выпуск 7-95	Опора 630х10 ТС-671.00.00-10	18	75,3	
Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 530х10 ТС-624.000-094	59	42	
Серия 5.903-13 Выпуск 7-95	Опора 530х10 ТС-671.00.00-08	8	74	
Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 426х10 ТС-624.000-017	3	15	
<u>Прочие изделия</u>				
30с564нж	Задвижка DN 400 PN 25	1	640,0	с отдельными фланцами и крепежом
30с927нж	Задвижка DN 600 PN 25	3	1985,0	с отдельными фланцами и крепежом
30с964нж	Задвижка DN 500 PN 25	1	1233,0	с отдельными фланцами и крепежом

п/п 15 № 4
I ВВОД
рег. № 897

инв № 010156

Наименование и адрес предприятия-владельца трубопровода:
**ПАО «Нижнекамскнефтехим», Республика Татарстан,
г. Нижнекамск, цех 5107**

Назначение трубопровода:
Трубопровод пара рег. № 897 от ПТК-1 ТЭЦ по I вводу

Дата ввода в эксплуатацию: _____

Рабочая среда: **пар**

Рабочие параметры среды:

- давление, МПа (кгс/см²): **1,59 МПа (15,9 кгс/см²)**
- температура, С°: **249 °С**

Расчетный срок службы, лет: **20**

Расчетный ресурс, ч (срок службы): _____

Расчетное число пусков (заполняется для трубопроводов 1 и 2 категории): _____

Схемы, чертежи, свидетельства и другие документы на изготовление (производ-
ство) и монтаж трубопровода
НМ 2015/9-ИС

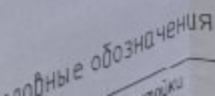
1	820 × 10	17ГС	ТУ 14 - 1 - 446 - 72	212	212
2	630 × 10	Ст. 3 сп	ГОСТ 10706 - 63	1115	
3	630 × 8	Ст. 3 сп	ГОСТ 10706 - 63	60	1175
4	530 × 8	Ст. 3 сп	ГОСТ 10706 - 63	53	53
5	426 × 10	Ст. 10	ГОСТ 8731 - 70	18	18
Итого					1.458

М.П. _____

« _____ » 2015 г.

Подпись главного инженера
предприятия (владельца
трубопровода)
ПАО «Нижнекамскнефтехим»

2



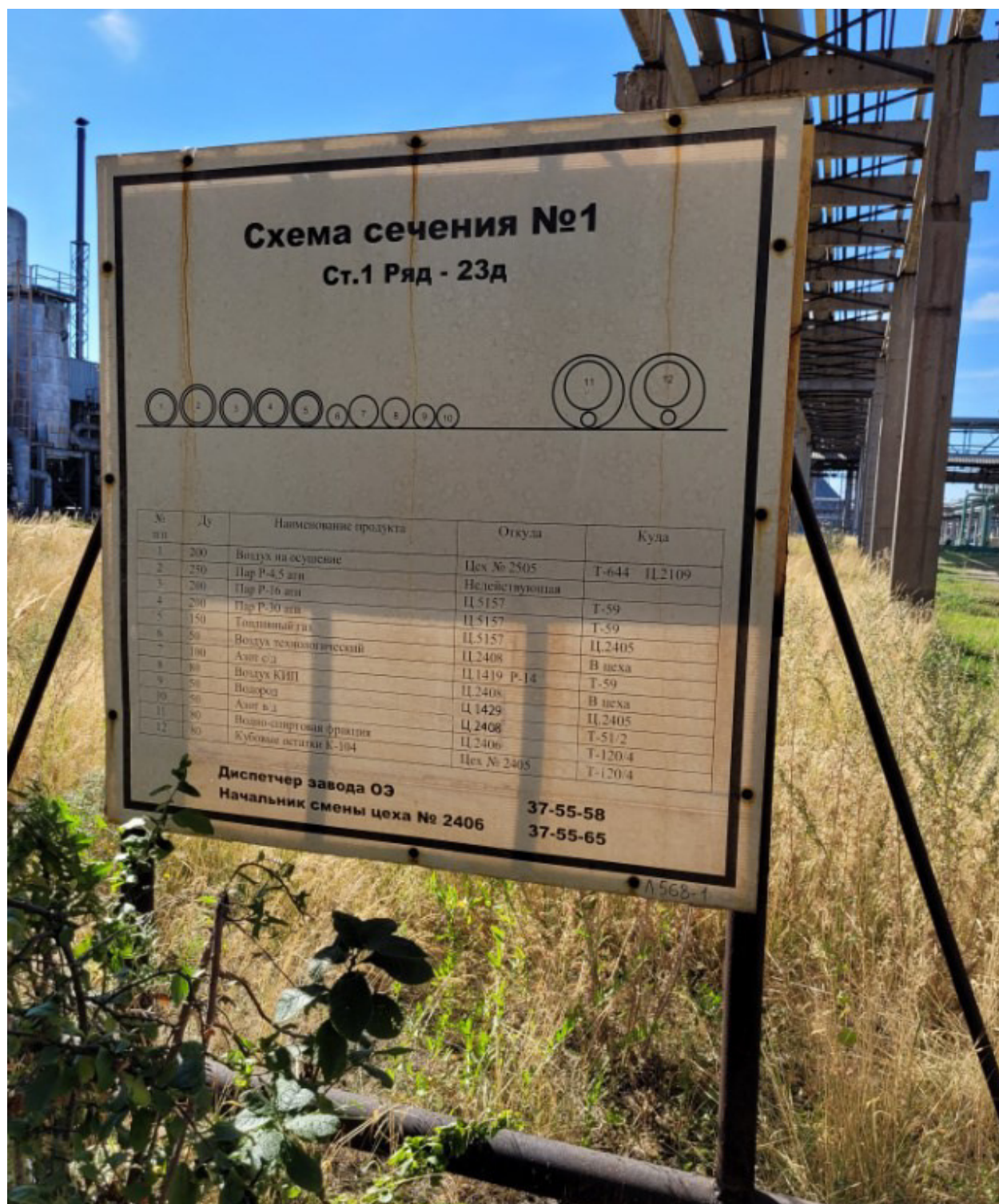
13	Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 630x10 ТС-624.000-098	1	2,37	
16	Серия 5.903-13 Выпуск 7-95	Опора 630x10 ТС-671.00.00-10	109	42	
17	Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 530x10 ТС-624.000-094	10	75,3	
18	Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 426x10 ТС-624.000-017	2	42	
19	Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 426x10 ТС-624.000-017	3	15	
Прочие изделия					
22	30с927нж	Задвижка DN 600 PN 25	3	1985,0	с оплетенными фланцами и крепежом
23	30с964нж	Задвижка DN 500 PN 25	1	1233,0	с оплетенными фланцами и крепежом
24	ЭКЛ2-25	Задвижка DN 150 PN 25	1	103,0	с оплетенными фланцами и крепежом
25	ЭКЛ2-25	Задвижка DN 100 PN 25	5	44,0	с оплетенными фланцами и крепежом
26	ЭКЛ2-40	Задвижка DN 100 PN 40	4	60,0	с оплетенными фланцами и крепежом
27	ЭКЛ2-40	Задвижка DN 80 PN 40	4	49,0	с оплетенными фланцами и крепежом
28	ДБС 4,0-600-А/Б-1	Диафрагма ГОСТ 26969-86	1	37,0	
Материалы					
31	ВСт3сп2 ГОСТ 10705-80	Труба 630x10 ГОСТ 10704-91	1018	152,9	п.м
32	20 ГОСТ 8731-74	Труба 530x10 ГОСТ 8732-78	52	128,24	п.м
33	20 ГОСТ 8731-74	Труба 426x10 ГОСТ 8732-78	23	102,59	п.м
34	20 ГОСТ 8731-74	Труба 108x4 ГОСТ 8732-78			
35	20 ГОСТ 8731-74	Труба 89x3,5 ГОСТ 8732-78			
36	20 ГОСТ 8731-74	Труба 159x4,5 ГОСТ 8732-78			

ИМ 2015/9 - ИС					
ПАО "Нижнекамскнефтехим"					
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.			Воронина	ВВ	04.15
Проб.			Ротарь	ВВ	04.15
Контр.			Ротарь	ВВ	04.15
Контр.			Вахоба	ВВ	04.15
Техническая переоборудованная пара			Стадия		
№ рег. 897 от ПТК-1 ТЭЦ по I вводу			Лист		
Исполнительная схема			Листов		
трубопровода гара № рег. 897			Р		
			2.1		
			2		
			ЗАО "ОРТЭС"		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса вв.кг	Примечание
		<u>Стандартные изделия</u>			
1	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-630х10	37	163,5	
2	ГОСТ 17375-2001	Отвод 45-630х10	4	81,75	
3	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-530х10	9	153,0	
4	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-426х10	3	97,0	
5	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-89х3,5	4	1,4	
6	25 ОСТ 34 10.762-97	Тройник равнопроходный 630х18х14-2,5	2	295,6	
7	087 ОСТ 34 10.764-97	Тройник переходный 630х18-530х8-2,5	2	208,4	
8	085 ОСТ 34 10.764-97	Тройник переходный 630х14-426х12-2,5	1	180,8	
9	38 ОСТ 34 10.758-97	Заглушка 630х8 - 2,5		42	
10	08 ОСТ 34 10.753-97	Переход 600х500-2,5	2	39,8	
11	111 ОСТ 34.10 761-97	Штуцер 89х3,5-600	4	0,75	
12	126 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 108х4-600	9	1,25	
13	153 ОСТ 34 10.761-97	Штуцер 159х5-600	1	2,37	
16	Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 630х10 ТС-624.000-098	109	42	
17	Серия 5.903-13 Выпуск 7-95	Опора 630х10 ТС-671.00.00-10	10	75,3	
18	Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 530х10 ТС-624.000-094	2	42	
19	Серия 5.903-13 Выпуск 8-95	Опора 426х10 ТС-624.000-017	3	15	
		<u>Прочие изделия</u>			
22	30с927нж	Задвижка DN 600 PN 25	3	1985,0	с овальными фланцами и крепежом
23	30с964нж	Задвижка DN 500 PN 25	1	1233,0	с овальными фланцами и крепежом
24	ЗКЛ2-25	Задвижка DN 150 PN 25	1	103,0	с овальными фланцами и крепежом
25	ЗКЛ2-25	Задвижка DN 100 PN 25	5	44,0	с овальными фланцами и крепежом
26	ЗКЛ2-40	Задвижка DN 100 PN 40	4	60,0	с овальными фланцами и крепежом
27	ЗКЛ2-40	Задвижка DN 80 PN 40	4	49,0	с овальными фланцами и крепежом
28	ДБС 4,0-600-А/Б-1	Диафрагма ГОСТ 26969-86	1	37,0	
		<u>Материалы</u>			

Приложение 3. Место подключения к трубопроводам цеха №5157









Приложение 4 Паспорт и ЭПБ на трубопровод рег.№1002 цеха № 5157

ОС 1200001357 ЧИВ. № 010308

ПАСПОРТ ТРУБОПРОВОДА

РЕГ. № 1002 (состоящий из 104)

Часть 1 Лобнелъ 10191.3.0.М.

зарегистрирован
• 30 • 2009 г.
За № 1002 в службе техэнерго-
надзора УГЭ
ОАО "Никтокамский завод"
Инженер ТЭН

Наименование и адрес предприятия-владельца трубопровода:
ОАО "Нижнекамскнефтехим", 423550, Республика Татарстан, г. Нижнекамск

Назначение трубопровода: Трубопровод № 4 от Нижнекамской ТЭЦ-1

Рабочая среда: _____ пар 4 контурная

Рабочие параметры среды:

давление: 1,4 МПа (14,0 кгс/см²) 1,59 МПа

температура: 240 °C

Расчетный срок службы: 30 лет

Расчетный ресурс _____ час.

Расчетное число пусков 3000

Перечень схем, чертежей, свидетельств и других документов на изготовление и монтаж трубопровода, представляемых при регистрации

1. Целостительная документация № 65-97

2. Паспорт зарегистрирован совместно с

паспортами на участки:

часть 1. Внутри главного корпуса ТЭЦ-1 и

территории ТЭЦ-1, НХЗ.

часть 2. По заводу ЭБС.


часть 3. На НПЗ-310 ТАИФ-НК "первом 5х5х33"

часть 4. От отстойки 148, по ряду "Б" до эстакады

водов.

часть 5. Старый паспорт, рег. № 1002 (104)

часть 6. Старый паспорт, рег. № 12



г. _____

Подпись главного инженера
предприятия (владельца трубопровода)
И.М. Вдовин

Открытое акционерное общество "Предприятие по наладке,
совершенствованию технологии и эксплуатации
электростанций и сетей
"УралОРГРЭС"

**Свидетельство
об изготовлении элементов трубопровода**

значение трубопровода: Трубопровод 14 ата № 4
казчик ОАО "Нижнекамскнефтехим", 423550, Республика Татарстан, г. Нижнекамск
каз № _____ Год изготовления _____
бочая среда _____ пар _____
бочее давление: 1,4 МПа (14,0 кгс/см²)
бочая температура: 240 °С

1. Сведения о трубах, из которых изготовлены элементы трубопровода.

№ п/п	Наименование элемента	Количество, шт.	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Марка стали, ГОСТ или ТУ	Трубы, ГОСТ или ТУ
1.	Труба	4	720x11	В Ст. 3сп.2 10706	10704
2.	Труба	70	720x8	В Ст. 3сп.2 10706	10704
3.	Труба	27	630x10	В Ст. 3сп.2 10706	10704
4.	Труба	120	530x10	В Ст. 3сп.2 10706	10704
5.	Труба	35	530x8	В Ст. 3сп.2 10706	10704
6.	Труба	65	426x10	Сталь 20 1050	8731
7.	Труба	45	426x9	Сталь 20 1050	8731
8.	Труба	14	325x8	Сталь 20 1050	8731

2. Сведения об основной арматуре и фасонных частях (литых, сварных или кованных) трубопровода.

№ п/п	Наименование элемента	Место устано- в-ки	Услов- ный проход мм	Условное давление, МПа, (кгс/см ²)	Марка материала
1.	Отвод 90 °	На тр-де (см. спецификацию)	700	1,6 (16,0)	В Ст. 3сп.2
2.	Отвод 45 °	"	700	1,6 (16,0)	В Ст. 3сп.2
3.	Отвод 90 °	"	600	1,6 (16,0)	В Ст. 3сп.2
4.	Отвод 90 °	"	500	1,6 (16,0)	В Ст. 3сп.2
5.	Отвод крутоизогнутый 90 °	"	500	1,6 (16,0)	Сталь 20
6.	Отвод крутоизогнутый 90 °	"	400	1,6 (16,0)	Сталь 20
7.	Отвод 45 °	"	700	1,6 (16,0)	В Ст. 3сп.2
8.	Отвод крутоизогнутый 90 °	"	300	1,6 (16,0)	Сталь 20
9.	Отвод крутоизогнутый 45 °	"	300	1,6 (16,0)	Сталь 20
10.	Отвод крутоизогнутый 90 °	"	150	1,6 (16,0)	Сталь 20
11.	Отвод крутоизогнутый 90 °	"	100	1,6 (16,0)	Сталь 20
12.	Отвод крутоизогнутый 90 °	"	80	1,6 (16,0)	Сталь 20
13.	Переход	"	700x600	1,6 (16,0)	В Ст. 3сп.2
14.	Переход	"	700x500	1,6 (16,0)	В Ст. 3сп.2
15.	Переход	"	600x500	1,6 (16,0)	В Ст. 3сп.2
16.	Переход концентрический	"	500x400	1,6 (16,0)	Сталь 20
17.	Переход концентрический	"	400x300	1,6 (16,0)	Сталь 20
18.	Переход концентрический	"	300x150	1,6 (16,0)	Сталь 20
19.	Переход концентрический	"	80x50	1,6 (16,0)	Сталь 20
20.	Тройник равнопроходной	"	300	1,6 (16,0)	Сталь 20
21.	Заглушка эллиптическая	"	500	1,6 (16,0)	09Г2С
22.	Задвижка 30с927нж	"	600	2,5 (25,0)	Сталь 20Л
23.	Задвижка 30с927нж	"	500	2,5 (25,0)	Сталь 20Л
24.	Задвижка 30с527нж	"	500	2,5 (25,0)	Сталь 20Л
25.	Задвижка ЗКЛ-2-40нж	"	300	4,0 (40,0)	Сталь 25Л
26.	Задвижка ЗКЛ2-40	"	250	4,0 (40,0)	Сталь 25Л
27.	Задвижка ЗКЛ2-40	"	200	4,0 (40,0)	Сталь 25Л
28.	Задвижка 30с41нж	"	150	4,0 (40,0)	Сталь 25Л
29.	Задвижка ЗКЛ2-40	"	150	2,5 (25,0)	Сталь 20Л
30.	Задвижка ЗКЛ2-40	"	100	4,0 (40,0)	Сталь 25Л
31.	Задвижка ЗКЛ2-40	"	80	4,0 (40,0)	Сталь 25Л

[illegible]

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ОРДЭК»
ЛИЦЕНЗИЯ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ,
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ № ДЭ-00-010830 от 16.10.2009 г.

Адрес: 423578, РТ г. Нижнекамск, ул. Корабельная, дом 29, помещение № 1001
тел.: (8555) 32-30-03, E-mail: ordek@mail.ru

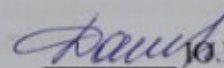
ЗАКЛЮЧЕНИЕ № 69-21
ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ:
на сооружение:

№ п/п	Наименование объекта экспертизы	рег. №
1	Трубопровод пара	1002

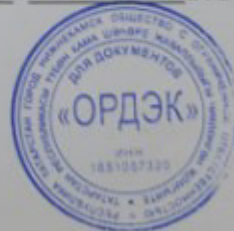
применяемое на опасном производственном объекте:
«Участок трубопроводов теплосети ПАО «Нижнекамскнефтехим»,
класс опасности III, рег. № А43-00503-0131,
г. Нижнекамск ПАО «Нижнекамскнефтехим», УЭС, цех № 5157.

Рег. № 43 – ЗС - 09533 - 2021

Директор ООО «ОРДЭК»

 Ю.Н. Дашкевич

« 23 » 02 2021 г.



НИЖНЕКАМСК - 2021 г.

5. Сведения о рассмотренных в процессе экспертизы документах

При проведении экспертизы промышленной безопасности были рассмотрены следующие документы:

- паспорт трубопровода (186 листов);
- схема трубопровода (11 листов);
- коррозионная карта;
- справка о фактическом режиме работы технологического трубопровода (1 лист);
- ремонтный журнал трубопровода рег. № 1002 (100 листов);
- журнал учета инцидентов, произошедших на опасных производственных объектах и гидротехнических сооружениях ПАО «Нижнекамскнефтехим», поднадзорных Приволжскому управлению Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (100 листов);
- заключение экспертизы промышленной безопасности № 2014-177-К от 2014 г. рег. № 43-ТУ-11758-2014 выданное ООО «ОРТЭС» (103 листа);
- Отчет № 41 по результатам обследования (технического диагностирования) трубопровода от 19.05.2021 выданный ООО «ОРДЭК» (см. приложение 2).

6. Краткая характеристика и назначение объекта экспертизы

№ п/п	Наименование объекта экспертизы	рег. №
1	Трубопровод пара	1002
Место эксплуатации	ПАО «Нижнекамскнефтехим» УЭС цех № 5157	
Монтажная организация	НМУС-2, трест ТН.СМ	
Проектная организация	п/я В-8620, ВНИПИНефть	
Год ввода в эксплуатацию	1975 г.	
Назначение по паспорту (журналу)	транспортировка пара	
Рабочие параметры по паспорту (журналу)	Давление, кгс/см ²	15,9
	Температура, °C	249
Разрешенные параметры ¹	Давление, кгс/см ²	Не более 1,59 МПа
	Температура, °C	249
Рабочая среда по паспорту (журналу)	пар	
Группа, категория трубопровода по паспорту (журналу)	IV	
Классификация (категория) трубопровода в соответствии с ФНП ²	IV	
Протяженность, м	10191,3	

¹ - в соответствии с заключением ЭПБ № 2014-177-К от 2014 г. рег. № 43-ТУ-11758-2014 выданным ООО «ОРТЭС»

ООО «ОРДЭК»
Заключение экспертизы промышленной безопасности № 69-21

Расчетные и аналитические процедуры оценки и прогнозирования технического состояния трубопровода выполнены при проведении обследования (технического диагностирования).

Поверочные расчеты на прочность трубопровода выполнен в соответствии с РД 10-249-98 «Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды» (определены допустимые толщины стенок основных элементов трубопровода).

Результаты поверочных расчетов на прочность трубопровода, расчетов и определения остаточного ресурса (срока службы) трубопровода приведены в Приложении 2.

8. Выводы заключения экспертизы

Объект экспертизы соответствует требованиям промышленной безопасности.

Установленный срок дальнейшей безопасной эксплуатации (срок эксплуатации) и разрешенные параметры согласно таблице:

Регистрационный № трубопровода	Давление, МПа	Температура, °С	Транспортируемое вещество	Категория*	Срок безопасной эксплуатации
1002	1,59	249	Пар	IV	31.12.2026

* – классификация (категория) трубопровода в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» (утверждены приказом Ростехнадзора от 15.12.2021 № 536).

Условия дальнейшей безопасной эксплуатации оборудования:

- дальнейшую эксплуатацию трубопровода осуществлять в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». (Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 536) и другой НД;

- техническое освидетельствование трубопровода проводить в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». (Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 536).

ООО «ОРДЭК»

ведения о ремонтах:

Сведения о ремонте, переустройстве и реконструкции	2007г. Согласно проекту № 46800-ТС (ПКЦ) трубопровод исключен из схемы узла редуцирования пара 14/10, приварена катушка на ст.143. 2009г. Согласно рабочим чертежам ПИ «СХПП» КГ ГУ 06.76.05/16445-4-ЭИС произведена реконструкция участка паропровода на этиленопроводы ст. 223-200.
Сведения об авариях и инцидентах, связанных с эксплуатацией трубопровода:	не зафиксировано
Сведения о дефектах, обнаруженных ранее при проведении технических освидетельствований в процессе эксплуатации	не зафиксировано

ведения о ранее проведенной экспертизе промышленной безопасности:

Дата проведения экспертизы, наименование специализированной организации, регистрационный номер заключения, срок дальнейшей эксплуатации согласно заключения	– Заключение ЭПБ ООО «ОРТЭС» № 2014-177-К, срок дальнейшей эксплуатации продлен до 31.12.2021г.
Рекомендации последнего заключения	-

ведения о трубах:

№ п/п	Наименование	Размеры	Марка стали	ГОСТ, ТУ
1	Труба	720x10,0	Сталь 20	10704
2	Труба	720x8,0	Сталь 20	10704
3	Труба	630x10,0	Сталь 20	10704
4	Труба	530x10,0	Сталь 20	10704
5	Труба	530x8,0	Сталь 20	10704
6	Труба	426x10,0	Сталь 20	8732
7	Труба	426x8,0	Сталь 20	8732
8	Труба	325x10,0	Сталь 20	8732
9	Труба	325x8,0	Сталь 20	8732
10	Труба	273x8,0	Сталь 20	8732
11	Труба	219x7,0	Сталь 20	8732
12	Труба	159x6,0	Сталь 20	8732
13	Труба	108x4,0	Сталь 20	8732
14	Труба	89x6,0	Сталь 20	8732
15	Труба	57x3,5	Сталь 20	8732
16	Труба	32x2,5	Сталь 20	8732
17	Труба	25x2,5	Сталь 20	8732

ООО «ОРДЭК»

Сведения о фасонных частях

Наименование	Условный проход Ду, мм	Марка сталей	ГОСТ или ТУ
Отвод Ø720x8	700	Сталь 20	17375
Отвод Ø630x10	600	Сталь 20	17375
Отвод Ø530x10	500	Сталь 20	17375
Отвод Ø426x10	400	Сталь 20	17375
Отвод Ø325x8	300	Сталь 20	17375
Отвод Ø273x9	250	Сталь 20	17375
Отвод Ø108x4	100	Сталь 20	17375
Отвод Ø89x6	80	Сталь 20	17375
Переход	700/600	Сталь 20	17378
Переход	700/500	Сталь 20	17378
Переход	600/500	Сталь 20	17378
Переход	500/400	Сталь 20	17378
Переход	400/300	Сталь 20	17378
Переход	300/250	Сталь 20	17378
Переход	300/150	Сталь 20	17378
Переход	200/100	Сталь 20	17378
Переход	80/50	Сталь 20	17378
Заглушка	500	Сталь 20	17379

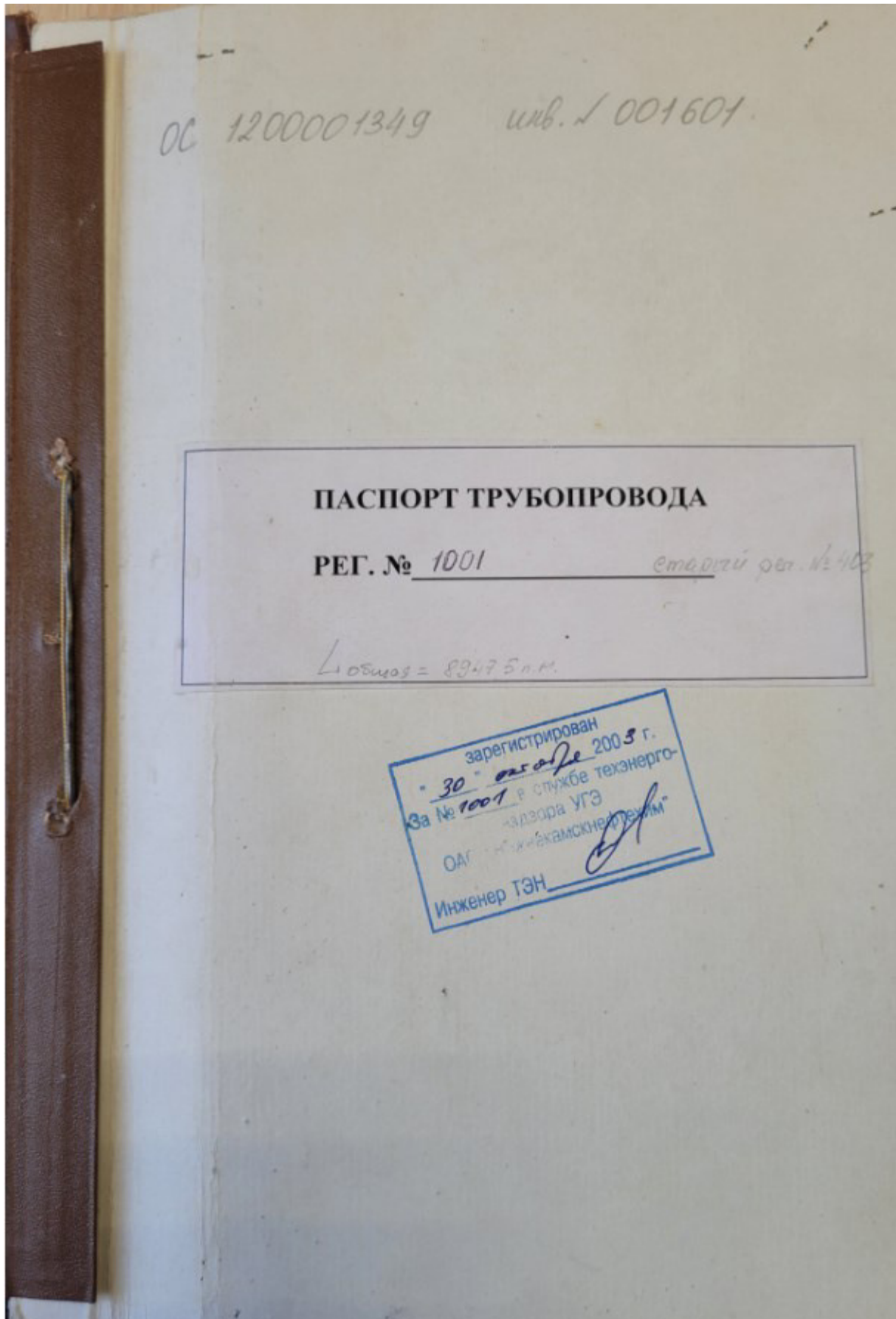
* - нет паспортных данных

Сведения об основной арматуре

Наименование	Каталожное обозначение	Условный проход Ду, мм	Условное давление Ру, кгс/см ²
Задвижка	30с927нж	600	25
Задвижка	30с927нж	500	25
Задвижка	30с41нж	150	25
Задвижка	30с527нж	400	25
Задвижка	ЗКЛ-2	300	40
Задвижка	ЗКЛ-2	250	40
Задвижка	ЗКЛ-2	200	40
Задвижка	ЗКЛ-2	150	40
Задвижка	ЗКЛ-2	100	40
Задвижка	ЗКЛ-2	80	40
Задвижка	ЗКЛ-2	50	40
Клапан рег.	25с48нж	150	64
Вентиль	15с22нж	50	40
Вентиль	15с22нж	40	40
Вентиль	15с22нж	25	40
Вентиль	15с27нж	52	64
Вентиль	15с27нж	25	64
Вентиль	15с27нж	20	64

* - нет паспортных данных

Приложение 5. Паспорт и ЭПБ на трубопровод рег.№1001 цеха №5157



Наименование и адрес предприятия-владельца трубопровода:

ОАО "Нижнекамскнефтехим", 423550, Республика Татарстан, г. Нижнекамск

Назначение трубопровода: Трубопровод № 3 от Нижнекамской ТЭЦ-1

Рабочая среда: пар 4 категория

Рабочие параметры среды:

давление: 1,4 МПа (14,0 кгс/см²) 1,59 МПа

температура: 240 °С

Расчетный срок службы: 30 лет

Расчетный ресурс - час.

Расчетное число пусков 3000

Перечень схем, чертежей, свидетельств и других документов на изготовление и монтаж трубопровода, представляемых при регистрации

1. Целостительная документация № 65-97.
2. Паспорт зарегистрирован
о паспорте на участки:
часть 1. Внутри главного корпуса ТЭЦ-1 и
по территории ТЭЦ-1 (до забора НХЗ)
часть 2. От забора НХЗ и по территории НХЗ
часть 3. От сточки 148 по ряду В до экипиров-
водки.
часть 4. Старый паспорт, рег. № 100Р(403)
часть 5. Старый паспорт рег. № 13.



Подпись главного инженера
предприятия (владельца трубопровода)
И.А.И. Вдовин

Э 9169 П.М

Открытое акционерное общество "Предприятие по наладке,
совершенствованию технологии и эксплуатации
электростанций и сетей
"УралОРГРЭС"

**Свидетельство
об изготовлении элементов трубопровода**

назначение трубопровода: Трубопровод 14 ата № 3
заказчик ОАО "Нижнекамскнефтехим", 423550, Республика Татарстан, г. Нижнекамск
изд. № _____ Год изготовления _____
рабочая среда _____ пар _____
рабочее давление: 1,4 МПа (14,0 кгс/см²)
рабочая температура: 240 °С

1. Сведения о трубах, из которых изготовлены элементы трубопровода.

№ п/п	Наименование элемента	Количество, шт.	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Марка стали, ГОСТ или ТУ	Трубы, ГОСТ или ТУ
1	Труба	42	720x8	В Ст. 3сп.2 10706	10704
2	Труба	4	325x8	В Сталь 10 1050	8731

-27-

2. Сведения об основной арматуре и фасонных частях (литых, сварных или кованных) трубопровода.

№ п/п	Наименование элемента	Место установки	Условный проход мм	Условное давление, МПа, (кгс/см ²)	Марка материала	ГОСТ
1.	Отвод 90 °	На тр-де (см. спецификацию)	700	1,6 (16,0)	В Ст. 3сп.2	100
2.	Отвод 45 °	"	700	1,6 (16,0)	В Ст. 3сп.2	100
3.	Отвод крутоизогнутый 90 °	"	300	1,6 (16,0)	Сталь 20	100
4.	Отвод крутоизогнутый 45 °	"	300	1,6 (16,0)	Сталь 20	100
5.	Переход	"	700x600	1,6 (16,0)	В Ст. 3сп.2	100
6.	Задвижка 30с927нж	"	600	2,5 (25,0)	Сталь 20Л	90
7.	Задвижка ЗКЛ2-40нж	"	300	4,0 (40,0)	Сталь 25Л	90
8.	Задвижка ЗКЛ2-40	"	100	4,0 (40,0)	Сталь 25Л	90
9.	Задвижка ЗКЛ2-40	"	80	4,0 (40,0)	Сталь 25Л	90

3. Сведения о фланцах и крепежных деталях

№ п/п	Наименование элементов	Количество	ГОСТ на фланец, крепежную деталь	Усл. проход мм	Условн. давл. МПа (кгс/см ²)	Материал фланца		Материал шпилек, гаек
						Марка стали	ГОСТ или ТУ	Марка стали
1.	Фланцы	2	12821	600	2,5 (25)	Сталь 20	1050	
2.	Фланцы	4	12821	300	4,0 (40)	Сталь 20	1050	
3.	Фланцы	4	12821	100	4,0 (40)	Сталь 20	1050	
4.	Фланцы	2	12821	80	4,0 (40)	Сталь 20	1050	
5.	Диафрагма ДБС 4-700-А/Б-1	1	26969	600	10,0 (100)	Сталь 20	1050	
6.	Шпилька	152	9066					Сталь 35
7.	Гайка	304	9064					Сталь 35

4. Сведения о сварке.

Вид сварки, применявшейся при изготовлении элементов _____

Ручная электродуговая

**РУССКАЯ
ЛАБОРАТОРИЯ**

ЗАО НДЦ НПФ «Русская лаборатория»
Лицензия Ростехнадзора № ДЗ-00-007005 от 11 января 2007 г.
ИНН 7801082551 ОГРН 1037800050034
тел: (812) 325-66-24 office@ruslab.org

Заключение № 2624/03-19
экспертизы промышленной безопасности
здания и сооружения на опасном производственном объекте,
предназначенные для осуществления технологических процессов

Наименование	Рег. №
трубопровод пара	1001

цех № 5157, завод УЭС,

Участок трубопроводов теплосети ПАО «Нижнекамскнефтехим» рег. № А43-00503-0131,
ПАО «Нижнекамскнефтехим», 423574, Республика Татарстан, г. Нижнекамск

Рег. №	4	3	3С	2	0	2	0	0	-2019
--------	---	---	----	---	---	---	---	---	-------

 Генеральный директор
Шпигель М. Я.
«22» 11 2019 г.

Санкт-Петербург
2019

22.05.2018 г. рег. № 43-ТУ-09643-2018.

- справка о фактическом режиме работы трубопровода – 1 л.;
- акт испытания трубопровода на прочность и плотность – 1 л.;
- журнал учета аварий, произошедших на опасных производственных объектах и гидротехнических сооружениях ПАО «Нижнекамскнефтехим» (100 листов).

6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТА ЭКСПЕРТИЗЫ.

Наименование оборудования	Трубопровод пара	
Регистрационный номер	1001	
Позиционный номер, номер линии	Линия № 3	
Место эксплуатации	ТЭЦ, ПАО «Нижнекамскнефтехим», Этиленопровода	
Проектная организация	ВНИПИНефть; п/я В-8873	
Монтажная организация	Куйбышевское монтажное управление № 1; Куйбышевское монтажное управление треста «Нефтехиммонтаж»	
Дата монтажа	1975 г.	
Дата ввода в эксплуатацию	1975 г.	
Устройство и назначение	Трубопровод пара представляет конструкцию (сооружение) протяженностью 8947,5 п/м, состоящую из труб, деталей и элементов трубопровода, плотно и прочно соединенные между собой и предназначен для транспортировки пара	
Категория и группа по паспорту (журналу)	IV	
Категория и группа в соответствии с СТО ЦКТИ 10.003-2007	IV	
Технические параметры		
Рабочие параметры по паспорту (журналу)	Давление, МПа (кгс/см ²)	1,59 (15,9)
	Температура, °C	плюс 249
Разрешенные параметры (согласно записям технических освидетельствований в паспорте, а при наличии заключения экспертизы – согласно его выводам.)	Давление, МПа (кгс/см ²)	1,59 (15,9)
	Температура, °C	плюс 249
Протяженность	8947,5 м.	

Сведения о трубах, из которых

Сведения о трубах, из которых изготовлен трубопровод:

№ п.п.	Наименование элемента	Размеры	Марка стали	ГОСТ или ТУ на изделие (материал)
1	Труба	720×8,0	ВСт3сп2	ГОСТ 10704
2	Труба	630×10,0	ВСт3сп2	ГОСТ 10704
3	Труба	530×8,0	ВСт3сп2	ГОСТ 10704
4	Труба	426×10,0	Сталь 20	ГОСТ 8732
5	Труба	377×*	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
6	Труба	325×8,0	Сталь 20	ГОСТ 8731
7	Труба	273×8,0	Сталь 20	ГОСТ 8732
8	Труба	273×*	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
9	Труба	219×8,0	Сталь 20	ГОСТ 8732

Заключение экспертизы промышленной безопасности

№ п.п.	Наименование элемента	Размеры	Марка стали	ГОСТ или ТУ на изделие (материал)
10	Труба	159×4,5	Сталь 20	ГОСТ 8732
11	Труба	159×*	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
12	Труба	108×4,0	Сталь 20	ГОСТ 8732
13	Труба	108×*	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
14	Труба	89×4,5	Сталь 20	ГОСТ 8732
15	Труба	89×3,5	Сталь 20	ГОСТ 8732
16	Труба	89×*	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
17	Труба	57×3,5	Сталь 20	ГОСТ 8732
18	Труба	57×*	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
19	Труба	45×*	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
20	Труба	38×3,0	Сталь 20	ГОСТ 8732
21	Труба	32×2,5	Сталь 20	ГОСТ 8732
22	Труба	32×*	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050

Сведения о фланцевых частях:

Наименование	Обозначение	DN, мм	PN, кгс/см ²	Материальное исполнение	ГОСТ или ТУ на изделие (материал)
Отвод	90°-530×10,0	500	16,0	Сталь 20	ГОСТ 17375
Отвод	90°-426×10,0	400	16,0	Сталь 20	ГОСТ 17375
Отвод	377×*	350	—	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
Отвод	90°-273×7,0	250	16,0	Сталь 20	ГОСТ 17375
Отвод	273×*	250	—	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
Отвод	90°-89×3,5	80	16,0	Сталь 20	ГОСТ 17375
Отвод	57×*	50	—	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
Секторный отвод	90°-720×8,0	700	16,0	ВСт3сп2	ОСТ 34-10-752
Секторный отвод	90°-630×10	600	16,0	ВСт3сп2	ОСТ 34-10-752
Гиб	32×2,5	25	16,0	Сталь 20	ГОСТ 8732
Переход Э	377/273	350/250	16,0	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
Переход К	720×9,0/630×8,0	700/600	16,0	ВСт3сп2	ОСТ 34-10-753
Переход К	720×9,0/530×8,0	700/500	16,0	ВСт3сп2	ОСТ 34-10-753
Переход К	630×8,0/530×8,0	600/500	16,0	ВСт3сп2	ОСТ 34-10-753
Переход К	530/12,0/426×12,0	500/400	16,0	Сталь 20	ГОСТ 1050
Переход К	426×10,0/325×8,0	400/300	16,0	Сталь 20	ГОСТ 17378
Переход К	377×*/325×*	350/300	—	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
Переход К	325×*/273×	300/250	—	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
Переход К	273×*/108×*	250/100	—	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
Переход К	108×*/89×*	100/80	—	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
Переход К	89×*/76×*	80/65	—	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
Переход К	76×*/57×*	65/50	—	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
Заглушка эллиптическая	159×*	150	—	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050
Днище эллиптическое	530×16,0	500	16,0	09Г2С	ТУ 26-37-80

Сведения об арматуре:

Наименование	Обозначение	DN	PN, кгс/см ²	Материал корпуса	ГОСТ или ТУ на изделие (материал)
Задвижка	30с927нж	600	25,0	Сталь 20Л	ГОСТ 977
Задвижка	30с927нж	500	25,0	Сталь 20Л	ГОСТ 977
Задвижка	30с527нж	500	25,0	Сталь 20Л	ГОСТ 977
Задвижка	ЗКЛ2-400-40	400	40,0	Углеродистая сталь	ГОСТ 1050

Заключение экспертизы промышленной безопасности

5

8. ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ.

- 8.1. По результатам экспертизы установлено, что трубопровод **соответствует требованиям промышленной безопасности.**
- 8.2. Срок безопасной эксплуатации назначен 4 (четыре) года до 31.12.2023 г. при условии эксплуатации трубопровода и соблюдения требований п. 8.3.
- 8.3. Условия дальнейшей безопасной эксплуатации.
- 8.3.1. Разрешенные параметры. Трубопровод может быть допущен к эксплуатации при рабочих параметрах, указанных в справке о фактическом режиме работы трубопровода (приложение 4) на срок, приведенный в таблице:

Наименование	Рабочие параметры		Категория	Группа	Срок безопасной эксплуатации
	Давление МПа (кгс/см ²)	Температура °C			
Трубопровод пара, рег. № 1001	1,59 (15,9)	плюс 249	IV	—	4 (четыре) года, до 31.12.2023 г.

- 8.3.2. Приложить к паспорту исполнительную документацию на ремонт запорной арматуры Ду500 с применением сварки. В случае отсутствия исполнительной документации, провести замену запорной арматуры Ду500 до 31.12.2021 г.
- 8.3.3. Восстановить воздушники трубопровода $D_{нар}=273$ мм до 31.12.2020 г.
- 8.3.4. Провести ремонт трубопровода $D_{нар}=57$ мм по доведению расстояния между соседними сварными соединениями до 100 мм или более в соответствии с требованием п. 5.3.9 СТО ЦКТИ 10.003-2007 до 31.12.2020 г.
- 8.3.5. Проводить периодическое освидетельствование трубопровода один раз в три года, наружный осмотр трубопровода один раз в год, в соответствии с требованиями п. 398, п. 399 ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

9. РЕКОМЕНДАЦИИ.

- 9.1. Возможность дальнейшей эксплуатации трубопровода определить не позднее 31.12.2023 г.
- 9.2. Провести неразрушающий контроль сварных соединений трубопровода в плановый останов 2020 г., в объеме указанном в п. 5 Типовой программы работ по экспертизе промышленной безопасности (Приложение 1).
- 9.3. Провести ремонт (замену) отвода $D_{нар}=57$ мм с толщиной стенки приближающейся к браковочному значению до 18.10.2021 г.
- 9.4. Выполнить тепловую изоляцию трубопровода $D_{нар}=273$ мм между стойками №№ 45-55 и стойкой № 97 до 31.12.2020 г.
- 9.5. Внести изменения в исполнительную схему трубопровода, выполнив трассировку в соответствии с фактической трассировкой до 31.12.2020 г.

Эксперт в области промышленной безопасности
(Удостоверение № АЭ.17.00546.002 до 28.04.2022 г.)

Б.М. Насыров

Эксперт в области промышленной безопасности
(Удостоверение № АЭ.17.04444.001 до 09.06.2022 г.)

Р.М. Ильясов

Генеральный директор
ЗАО НДЦ НПФ "Русская лаборатория"

М.Я. Шпигель



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

(ПАО «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»)

№ 28419-ИсхП

от 29.12.2022

Главному инженеру проекта,
АО «НИПИГАЗ»
А.И. Соловьеву

e-mail: NKNH-NIPI@nipigas.ru

Касается дополнения №1
к №22361-ИсхП от 27.09.2022

Уважаемый Андрей Игоревич!

Для разработки рабочей и проектной документации «Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ» на основании дополнений филиала АО «ТГК-16» - Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1), полученных письмом №102/1127 от 17.11.2022, требования Технических условий на подключение к существующим трубопроводам водяного пара среднего давления №22361-ИсхП от 27.09.2022 читать в следующей редакции:

- Пункт 1 читать в следующей редакции: «Источник пароснабжения: паропровод 15,9 кгс/см² ПАО «Нижнекамскнефтехим».
- Пункт 2 читать в следующей редакции: «Рабочие параметры среды в магистральном трубопроводе пара 15,9 кгс/см²:
 - рабочее давление – min 13,5 кгс/см², max 15,5 кгс/см²;
 - рабочая температура, °C – min 231, max 249.
- Пункт 6 читать в следующей редакции: «Качество пара соответствует требованиям «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённых приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 229 от 19 июня 2003 г. в отношении котлов давлением 140 кгс/см² с естественной циркуляцией. Основные параметры качества пара приведены в таблице ниже:

Показатель	Норматив	НТД
Кремниевая кислота	Не более 25 мкг/дм ³	п.4.8.20 ПТЭ
Натрий	Не более 5 мкг/дм ³	п.4.8.20 ПТЭ
Удельная электропроводимость с Н-катионированием	Не более 1,0 мкСм/см	п.4.8.20 ПТЭ
Водородный	Не ниже 7,5 ед.рН	п.4.8.20 ПТЭ

- Пункт 8 читать в следующей редакции: «Прокладку вновь монтируемых паропроводов произвести наружным способом в соответствии с требованиями ФНиП в области промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» №536 от 15.12.2020, Технического регламента Таможенного союза 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», ПТЭТЭ, СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети», СП 124.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 42-02-2003 «Тепловые сети» и другой действующей НТД на проектирование паропроводов.».

ОКПО 0566801
ОГРН 1021602502316
ИНН 1651000010
КПП 165101001

тел.: +7 (8555) 37-70-09
+7 (8555) 37-94-50
e-mail: nknh@nknh.ru
www.nknh.ru

ПАО «Нижнекамскнефтехим»
ул.Соболевская, здание 23, офис 129
г.Нижнекамск, Республика Татарстан,
РФ, 423574

- Пункт 11 читать в следующей редакции: «В целях коммерческого учёта отпускаемой тепловой энергии на трубопроводах, указанных в п.3.5-3.6, в проекте предусмотреть организацию коммерческого узла учета тепловой энергии (далее КУУТЭ), в соответствие с «Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя», утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации № 1034 от 18 ноября 2013 г и Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ. Проект КУУТЭ выполнить в соответствии с требованиями пунктов 38 – 51 Правил коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя. КУУТЭ расположить максимально близко к границе балансовой принадлежности. Место расположения определить проектом.
- Пункт 12 принять под порядковым номером 26 и читать в следующей редакции: «Срок действия настоящих Технических условий установить 36 месяцев с момента их утверждения. По истечении срока действия технических условий или изменения условий заявки Заявитель обязан получить новые технические условия».

Дополнить:

- Пункт 12 «Суммарная тепловая нагрузка подключаемого объекта - 143,709 Гкал/ч.».
- Пункт 13 «Максимальные расчётный и среднечасовой расход теплоносителя - 209,184 т/ч.».
- Пункт 14 «Минимальная (аварийная) тепловая нагрузка подключаемого объекта - 34,35 Гкал/ч - в зимний период, 27,48 Гкал/ч - в летний период.».
- Пункт 15 «Минимальный (аварийный) расход теплоносителя – 50 т/ч в зимний период, 40 т/ч в летний период.».
- Пункт 16 «Проектная документация должна быть разработана в соответствии с требованиями действующих в Российской Федерации НТД и НПА, в том числе, но не ограничиваясь:
 - Федеральный Закон от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
 - Федеральный Закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
 - Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
 - Технический регламент ТС «О безопасности машин и оборудования» (ТР те 01012011);
 - Технический регламент ТС «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013);
 - Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
 - Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 536 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»;
 - СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно- планировочным и конструктивным решениям;
 - Приказ МЧС России от 06.04.2021 № 200 Об утверждении свода правил СП 6.13130.2021 «Системы противопожарной защиты. Электроустановки низковольтные. Требования пожарной безопасности»;
 - СП 20.13330.2016. Свод правил. Нагрузки и воздействия;
 - СП 21.13330.2012 «СНиП 2.01.09-91 Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах»;
 - СП 28.13330.2017. Свод правил. Защита строительных конструкций от коррозии;

- СП 48.13330.2019. Свод правил. Организация строительства. СНиП 12-01-2004;
- СТО ЦКТИ 10.003-2007 «Трубопроводы пара и горячей воды тепловых станций»;
- ГОСТ 9.602-2016. Межгосударственный стандарт. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ГОСТ Р 58177-2018 Тепловые электрические станции. Оборудование тепломеханическое ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования;
- ГОСТ Р 58176-2018 Энергетическое строительство. Организация пусконаладочных работ на ТЭС. Общие требования;
- ГОСТ 6996-66 Сварные соединения. Методы определения механических свойств
- ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод;
- ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые;
- ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры;
- ГОСТ Р 58945-2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Система обеспечения точности геометрических параметров в строительстве. Правила выполнения измерений параметров зданий и сооружений;
- ГОСТ 9544-2015 Межгосударственный стандарт. Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов;
- ГОСТ 24856-2014. Межгосударственный стандарт. Арматура трубопроводная. Термины и определения;
- ГОСТ Р 21.101-2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации;
- ГОСТ 21.001-2013 Система проектной документации для строительства. Общие положения;
- ГОСТ 21.002-2014 Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектной и рабочей документации;
- ГОСТ 21.1003-2009 Система проектной документации для строительства. Учет и хранение проектной документации;
- ГОСТ Р 2.105-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам;
- ГОСТ Р 2.106-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая система конструкторской документации. Текстовые документы;
- ГОСТ 21.110-2013 Система проектной документации для строительства. Спецификация оборудования, изделий и материалов;
- ГОСТ 2.306-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения графические материалов и правила их нанесения на чертежах;
- ГОСТ 21.205-2016. Межгосударственный стандарт. Система проектной документации для строительства. Условные обозначения элементов трубопроводных систем зданий и сооружений;
- ГОСТ 21.206-2012 Система проектной документации для строительства (СПДС). Условные обозначения трубопроводов».
- Пункт 17 «Поставляемое на строительную площадку оборудование должно поставляться с действующим комплектом следующих разрешительных документов:
 - Заверенная копия сертификата (декларации) соответствия технического регламента Таможенного союза ТР ТС.
 - Техническая документация, прилагаемая к оборудованию, должна включать в себя:

- паспорт оборудования;
- копию обоснования безопасности (если требуется по условиям);
- чертеж общего вида;
- расчет на прочность оборудования;
- руководство (инструкция) по эксплуатации;
- чертежи, схемы, расчеты и другая документация в соответствии с договором поставки».
- Пункт 18 «Выполнить государственную экспертизу проектной документации. Копию положительного заключения государственной экспертизы проектной документации и копию акта приёмки законченного строительства предоставить на филиал АО «ТГК- 16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» для архивного хранения в бумажном и электронном видах».
- Пункт 19 «Требование к точности измерения УУ: максимально допустимая расширенная неопределенность при определении расхода тепловой энергии каждого КУУТЭ не должна превышать 3%».
- Пункт 20 «Все средства измерений, используемые в КУУТЭ, должны быть утвержденного типа, записи о которых имеются в государственном реестре средств измерений РФ».
- Пункт 21 «КУУТЭ должны производить измерения в единицах физических величин в соответствии с ГОСТ 8.417- 2002 ГСИ. «Единицы величин».
- Пункт 22 «Применяемые датчики и другое оборудование, воздействие на которое может исказить показания расхода КУУТЭ, должны иметь возможность опломбирования, в рабочей документации места опломбирования должны быть определены».
- Пункт 23 «Для обслуживания оборудования КУУТЭ в рабочей документации определить необходимость размещения площадок обслуживания».
- Пункт 24 «В целях увеличения межповерочного интервала КУУТЭ и обеспечения безостановочной работы рекомендуется использовать вихревой расходомер для организации КУУТЭ».
- **Пункт 25 «Для подключения к трубопроводам, указанным в п.3.1-3.4, учесть следующие требования:**
- Пункт 25.1 «При разработке рабочей документации определить количество точек подключения, расположение точек подключения, необходимость обратных клапанов, пробоотборных линий, трассировку вновь монтируемого трубопровода и необходимость строительства новой эстакады. Все решения согласовать с филиалом АО «ТГК-16» - Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» в ходе разработки рабочей документации.
При разработке рабочей документации провести расчёт пропускной способности в различных режимах потребления производства Гексен-1 и ЭБСМ в целях уточнения присоединительных размеров и типоразмеров деталей паропровода для исключения гидроударов в паропроводах.».
- Пункт 25.2 «При разработке рабочей документации предусмотреть монтаж площадок обслуживания арматуры, оборудования КИПиА (контрольно-измерительные приборы и автоматика), освещения, монтаж опорных металлоконструкций, возможность управления электрифицированной запорной арматурой вновь монтируемых паропроводов с площадки обслуживания, а также со щита управления КТЦ-2».
- Пункт 25.3 «При разработке рабочей документации предусмотреть прокладку кабелей по вновь монтируемым кабельным трассам с использованием кабельных коробов».
- Пункт 25.4 «В рабочей документации предусмотреть организацию надёжного безаварийного питания оборудования КИПиА и электроприводной арматуры».
- Пункт 25.5 «Все используемые МТР, конструкции, кабельная продукция и оборудование должны удовлетворять требованиям Государственных стандартов

России (ГОСТ Р), действующих отраслевых стандартов (ОСТ), технических условий и других нормативов по стандартизации, действующих на территории Российской Федерации и иметь документ о качестве (паспорт, сертификат качества, протокол испытаний и т.п.), содержащий сведения о фактических показателях качества, нормируемых этими документами. Материалы, изделия, конструкции и оборудование, к которым предъявляются требования по безопасности, должны иметь сертификат соответствия системы сертификации ГОСТ Р в области строительства. Перед применением все используемые МТР, конструкции, кабельная продукция и оборудование должны пройти входной контроль, включая инструментальный контроль».

- Пункт 25.6 «Начало, окончание и этапность выполнения монтажа, подключения вновь проектируемого паропровода 14 кгс/см² согласовать с филиалом АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)». Проектом предусмотреть выполнение работ таким образом, чтобы был исключен ввод ограничения в отношении прочих смежных потребителей, либо ввод ограничений по выработке генерирующими объектами АО «ТГК-16».
- Пункт 25.7 «Перед началом работ по устройству фундаментов под опоры необходимо выполнить шурфование в районе пролегания подземных коммуникаций филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» для исключения аварийных ситуаций».
- Пункт 25.8 «До начала работ необходимо оформить ордер на проведение земляных работ с обязательным согласованием с представителями филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)». Проектную документацию в части, касающейся проектных решений и мероприятий, выполняемых на территории филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», согласовать с филиалом АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)». Проектную и исполнительную документацию по данной части проекта предоставить на бумажном носителе в 2 экземплярах и в электронном виде для хранения в архиве филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».
- Пункт 25.9 «После монтажа паропровода подготовить и согласовать акт раздела эксплуатационной ответственности и балансовой принадлежности трубопровода и запорной арматуры с указанием границ раздела. Произвести регистрацию паропровода в Приволжском управлении Ростехнадзора в установленном порядке».
- Пункт 25.10 «Разработать и предоставить в филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» оперативное соглашение о порядке взаимодействия между оперативным персоналом филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ПАО «Нижекамскнефтехим».
- Пункт 25.11 «В точках подключения в существующий паропровод филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» предусмотреть восстановление тепловой изоляции по завершении работ».
- Пункт 25.12 «Предусмотреть выполнение требований пунктов 85, 87, 97 «Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса», утвержденных Постановлением правительства РФ от 05.05.2012 г. № 458 на границе периметрального ограждения филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)». Реализация инвестиционных проектов «Строительство производства этилбензола мощностью 350 тыс. тонн в год и стирола-мономера мощностью 400 тыс. тонн в год», «Строительство производства гексена мощностью 75 тыс. тонн в год» в части подключения нового трубопровода пара от филиала АО «ТГК-16» - Нижекамская

ТЭЦ (ПТК-1) не должна привести к снижению уровня антитеррористической защищенности энергообъекта - филиала АО «ТГК- 16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».

- Пункт 25.13 «По окончании работ в случае повреждения надземных/подземных коммуникаций, оборудования, сооружений, периметрального охранного ограждения (:ж/б плит, спирального барьера безопасности), системы видеонаблюдения, периметральной сигнализации, сетей основного и дополнительного освещения, пешеходных дорожек, почвенных покровов, зеленых насаждений, находящихся в ведении филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» необходимо выполнить их восстановление силами и за счет ПАО «Нижекамскнефтехим».
- Пункт 25.14 «В рабочей документации предусмотреть установку стендов для первичных преобразователей. Оборудование разместить с учетом доступности и удобства обслуживания».
- Пункт 25.15 «Привести в составе комплектов рабочей документации детальные чертежи измерительного комплекса в аксонометрической проекции».
- Пункт 25.16 «По окончании строительно-монтажных работ провести допуск КУУТЭ в соответствии с Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации № 1034 от 18 ноября 2013 г., с выдачей всей документации филиалу АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».
- Пункт 25.17 «В качестве вычислителя КУУТЭ использовать тепловычислители УВП-280».
- Пункт 25.18 «Выполнить первичную поверку теплосчетчика КУУТЭ типа УВП-281 в составе с первичными преобразователями».
- Пункт 25.19 «С целью унификации получения информации о количественных и качественных параметрах тепловой энергии, при разработке рабочей документации выполнить сегмент сети связи стандарта Ethernet между вычислителем узла учета и ближайшей точкой коммутации ЛВС филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» для прямого считывания с тепловычислителя КУУТЭ- мгновенных, 3-х минутных, 30-минутных, суточных и месячных параметров давления, температуры, расхода, тепловой энергии программным комплексом «Энергосфера».
- Пункт 25.20 «Интерфейсные кабели связи необходимо прокладывать в соответствии с пунктами 2.1.29, 2.1.43 «Правил устройства электроустановок»: металлические элементы электропроводок (короба, лотки и т.д.) должны быть влагостойкими и защищены от коррозии в соответствии с условиями окружающей среды, с обязательным выполнением требований «Раздела 2. Канализация электроэнергии» ПУЭ с прокладкой кабеля. Конструкции, корпуса, лотки, трубы, рукава, коробки, скобы и т. п. прочие материалы приобретает Заявитель».
- Пункт 25.21 «Предусмотреть ЗИП (запасные части, инструменты и принадлежности) для оперативного восстановления работоспособности узла учета».
- Пункт 25.22 «Вновь устанавливаемое оборудование КИП, Автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП), узлов коммерческого учета должно быть однотипным с применяемым на филиале АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», его состав уточнить и согласовать с филиалом АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» при разработке рабочей документации».
- Пункт 25.23 «Технические решения по вводу данных согласовать с филиалом АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».
- Пункт 25.24 «В рабочей документации отразить организацию каналов диспетчерской связи между филиалом АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»

и ПАО «Нижнекамскнефтехим».

- Пункт 25.25 «В целях коммерческого учёта отпускаемой тепловой энергии в проекте предусмотреть организацию коммерческого узла учета тепловой энергии (далее КУУТЭ), в соответствии с «Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя», утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации № 1034 от 18 ноября 2013 г и Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ. Проект КУУТЭ выполнить в соответствии с требованиями пунктов 38 – 51 Правил коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя. КУУТЭ расположить максимально близко к границе балансовой принадлежности. Место расположения определить проектом и согласовать с главным метрологом АО «ТГК-16».
- Пункт 25.26 «В проектной документации выделить отдельный раздел «Метрологическое обеспечение», в который включить описание общих технических и метрологических средств измерений, каналов измерений, используемых в проекте».
- Пункт 25.26.1 «В рабочей документации указать № государственного реестра средств измерений»
- Пункт 25.26.2 «В рабочей документации выполнить анализ и сравнение полученных расчетных характеристик выбранных средств измерений с поставленной измерительной задачей в задании на проектирование».
- Пункт 25.27 «Заклучить долгосрочный договор аренды земли для размещения ЗиС, оборудования и передаточных устройств ПАО «Нижнекамскнефтехим» и/или размещения имущества (трубопровода) ПАО «Нижнекамскнефтехим» на эстакаде АО «ТГК-16» (в случае наличия соответствующих проектных решений), а также договор долгосрочного сервитута для обслуживания трубопровода, оборудования».

С уважением,

Директор Энергопроизводства

В.А. Мельников



НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат 03239068002AAEESB34F4B3BC14C4BD03F

Владелец **Мельников Вячеслав Анатольевич**

Действителен с 27.01.2022 по 27.01.2023



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

(ПАО «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»)

№ 268-ИсхП

от 12.01.2023

Главному инженеру проекта,
АО «НИПИГАЗ»

А.И. Соловьеву

e-mail: NKNH-NIPI@nipigas.ru

Касается дополнения к ТУ
№22361-ИсхП от 27.09.2022

Уважаемый Андрей Игоревич!

Для разработки рабочей и проектной документации «Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ»» направляю Вам дополнение к техническим условиям на подключение к существующим трубопроводам водяного пара среднего давления (пар 15,9 кгс/см²) для нужд производства Гексен-1 № 22361-ИсхП от 27.09.2022 г. в части режима потребления:

Режим потребления:

- постоянный, расход, т/ч - 11,5...26,0
- максимальный (аварийный) расход, т/ч – 36,5

С уважением,

Директор Энергопроизводства

В.А. Мельников



НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат 03239068002AAEECB34F4B3BC14C4BD03F

Владелец **Мельников Вячеслав Анатольевич**

Действителен с 27.01.2022 по 27.01.2023

Исп.: А.Ю. Кошелев

ОКПО 0566801
ОГРН 1021602502316
ИНН 1651000010
КПП 165101001

тел.: +7 (8555) 37-70-09
+7 (8555) 37-94-50
e-mail: nknh@nknh.ru
www.nknh.ru

ПАО «Нижнекамскнефтехим»
ул.Соболевская, здание 23, офис 129
г.Нижнекамск, Республика Татарстан,
РФ, 423574

Передаваемая информация не предназначена для публичного использования. Прямое публичное раскрытие прилагаемых данных через распространение в средствах массовой информации, размещение на сайтах или иным способом требует предварительного согласия со стороны ПАО «Нижнекамскнефтехим»



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

(ПАО «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»)

№ 22355-ИсхП

от 26.09.2022

Главному инженеру проекта,
АО «НИПИГАЗ»

А.И. Соловьеву

e-mail: NKNH-NIPI@nipigas.ru

**Касается технических условий на подключение
к трубопроводам теплофикационной воды**

Уважаемый Андрей Игоревич!

В ответ на ваше письмо № 0022.2022-NPG-NKNH-LET-00201 от 12.08.2022 г., для разработки рабочей и проектной документации ««Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ»» прошу Вас руководствоваться следующими техническими условиями на подключение к существующим трубопроводам теплофикационной воды:

1. Источник теплофикационной воды: филиал АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1). Балансовая принадлежность магистральной сети – цех № 5157. Категория трубопровода - IV

2. Параметры на источнике (прямая/обратная):

- расчетное давление – 1,2/1,2 МПа (изб);
- расчетная температура, °С - 150 / 70
- температурный график (Приложение 1), °С - 135/65.

3. Точку подключения к трубопроводам теплофикационной воды определить проектом на участке трубопровода рег.№11 в районе стоек №№40 и 41 эстакады ряд 3 к существующим арматурам DN250 PN16. Существующий трубопровод проложен с изоляцией без теплоспутника:

- диаметры трубопроводов, мм – 400 (426х7);
- материал трубопроводов – сталь 20

5. Параметры среды в точке подключения (прямая/обратная):

- рабочее давление, МПа (изб) – 0,46 / 0,37

6. Режим потребления - периодический:

- нормальный расход, кг/ч – 85500 кг/ч.
- подключаемая тепловая нагрузка - 6960 кВт

7. Предусмотреть устройство площадки обслуживания (при необходимости).

8. Прокладку трубопровода произвести в соответствии с требованиями действующей

НТД.

ОКПО	0566801	тел.:	+7 (8555) 37-70-09. 37-94-50	ПАО «Нижнекамскнефтехим»
ОГРН	1021602502316	e-mail:	nknh@nknh.ru	ул.Соболековская, здание 23, офис 129
ИНН	1651000010		www.nknh.ru	г.Нижнекамск, Республика Татарстан,
КПП	165101001			РФ, 423574

Передаваемая информация не предназначена для публичного использования. Прямое публичное раскрытие прилагаемых данных через распространение в средствах массовой информации, размещение на сайтах или иным способом требует предварительного согласия со стороны ПАО «Нижнекамскнефтехим»

9. Выбор теплоизоляционного материала (при необходимости) и проектного уровня защиты выполнить исходя из оптимальной энергетической эффективности в течение проектного срока эксплуатации в соответствии с требованиями СТП СР/05-02-02/ПрФ01 «Процедура функции. Управление надежностью и эффективностью систем энергообеспечения предприятий ПАО «СИБУР Холдинг».

10. Предусмотреть автоматизированный узел учета в соответствии с требованиями «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя». Данные с узла учета выдавать в компьютерную сеть ПАО «Нижнекамскнефте-хим» - АСОДУ «Энергоресурсы».

В случае если застройщиком будет являться другое юридическое лицо, отличное от ПАО «НКНХ», установить коммерческие узлы учета.

11. Срок действия технических условий – 3 года.

Приложение 1. Температурный график теплофикационной воды

Приложение 2. Данные по трубопроводу рег.№11, точка подключения

С уважением,
Директор Энергопроизводства

В.А. Мельников

Приложение 1. Температурный график теплофикационной воды

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора -
технический директор АО «ТГК-16»

А.З. Гиззатуллин
« 10 » 2021 г.

ТАБЛИЦА
температур сетевой воды от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» на
отопительный сезон 2021-2022 гг. по тепловодам на промышленные предприятия

Температура наружного воздуха $t_{н.в.}, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе $t_1, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе $t_2, ^\circ\text{C}$	Температура наружного воздуха $t_{н.в.}, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе $t_1, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе $t_2, ^\circ\text{C}$
+11	70,2	47,2	-12	99,6	52,9
+10	70,2	46,7	-13	102,2	53,8
+9	70,2	46,2	-14	104,8	54,8
+8	70,2	45,7	-15	107,3	55,7
+7	70,2	45,2	-16	109,9	56,6
+6	70,2	44,7	-17	112,5	57,5
+5	70,2	44,3	-18	115	58,3
+4	70,2	43,9	-19	117,6	59,2
+3	70,2	43,5	-20	120,1	60,1
+2	70,2	43,1	-21	122,6	61
+1	70,2	42,7	-22	125,1	61,8
0	70,2	42,3	-23	127,7	62,7
-1	70,2	41,9	-24	130,2	63,5
-2	72,9	42,9	-25	132,7	64,3
-3	75,7	44	-26	135,2	65,2
-4	78,4	45	-27	135,2	65,2
-5	81,1	46,1	-28	135,2	65,2
-6	83,8	47,1	-29	135,2	65,2
-7	86,4	48,1	-30	135,2	65,2
-8	89,1	49,1	-31	135,2	65,2
-9	91,7	50	-32	135,2	65,2
-10	94,3	51	-33	135,2	65,2
-11	97	52	-34	135,2	65,2

Примечание:

1. В межотопительный период температура сетевой воды в подающем трубопроводе на горячее водоснабжение задается не ниже $70\text{ }^\circ\text{C}$, температура сетевой воды в обратном трубопроводе зависит от режима теплопотребления на горячее водоснабжение и находится в пределах $43\text{--}65\text{ }^\circ\text{C}$.
2. Температура сетевой воды в подающем трубопроводе задается НСС (начальник смены станции) по прогнозам гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды и может отличаться от графика в зависимости от поправки на ветер и увеличена на $0,5\text{ }^\circ\text{C}$ на каждый 1 м/с скорости ветра более 6 м/с .
3. Температурный график корректируется при существенных изменениях в системе теплоснабжения.

Начальник ОЭиРО

Начальник ОРТЭиТ

Начальник ПТО

В.Н. Шамин

Ф.С. Косуров

А.Я. Латыпов

Приложение 2. Данные по трубопроводу рег№11 и точка подключения

Общество с ограниченной ответственностью
**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
«ПромТехЭксперт»**

Limited liability Company
**SCIENTIFIC-TECHNICAL CENTER
«PromTekhEkspert»**

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ
ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ № 15-1-83-ЭК/К-20
на техническое устройство, применяемое на опасном производственном объекте:
Трубопровод транспортировки теплофикационной воды (участок от стойки 53 до
стойки 60), рег. №11, принадлежащий цеху №5157, ПАО «Нижнекамскнефтехим»,
г. Нижнекамск, Республика Татарстан.

Рег. №

4	3	-	7	4	-	0	6	0	7	5	-	2	0	2	1
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Директор
ООО «НТЦ «ПромТехЭксперт»
Ш.Р. Саетханов/
2021 г.
МП

Казань – 2021 г.

4 Цель экспертизы

В соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» выполнены работы по экспертному обследованию трубопровода, отработавшего расчетный срок службы.

Цель работы – определение состояния трубопровода рег. № 11 цеха 5157 ПАО «Нижнекамскнефтехим», соответствия его требованиям промышленной безопасности, определение возможности и сроков его дальнейшей эксплуатации.

Экспертное обследование трубопровода рег. № 11 цеха 5157 ПАО «Нижнекамскнефтехим», отработавшего расчетный срок службы, проведено в соответствии с требованиями «Инструкции по продлению срока службы трубопроводов II, III, IV категорий» СО 153-34.0-17.464-03.

5 Сведения о документах, рассмотренных в процессе экспертизы

При проведении экспертного обследования проанализированы: паспорт трубопровода, конструкторская документация, отчетные данные о капитальных ремонтах и ревизиях, материалы по эксплуатационному контролю и результаты периодических освидетельствований и ЭПБ, документы, подтверждающие соблюдение ПАО «Нижнекамскнефтехим» законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности.

6 Краткая характеристика и назначение объекта экспертизы

6.1 Общие сведения о трубопроводе:

- организация-проектировщик – п/я В-8873, г. Нижнекамск;
- монтажная организация – НМУС-4, трест «Татнефтехиммонтаж»;
- предприятие-владелец – ПАО «Нижнекамскнефтехим», цех 5157;
- регистрационный номер – № 11 зарегистрирован в ОТН

ПАО «Нижнекамскнефтехим»;

- год пуска в эксплуатацию – 1975;
- фактическое число пусков – 85;
- рабочее давление: $P = 1,0$ МПа;
- рабочая температура – 150 °С;
- среда – вода;
- общая протяженность – 19 000 м.

6.2 Сведения о трубах и отводах трубопровода приведены в таблице 6.1.

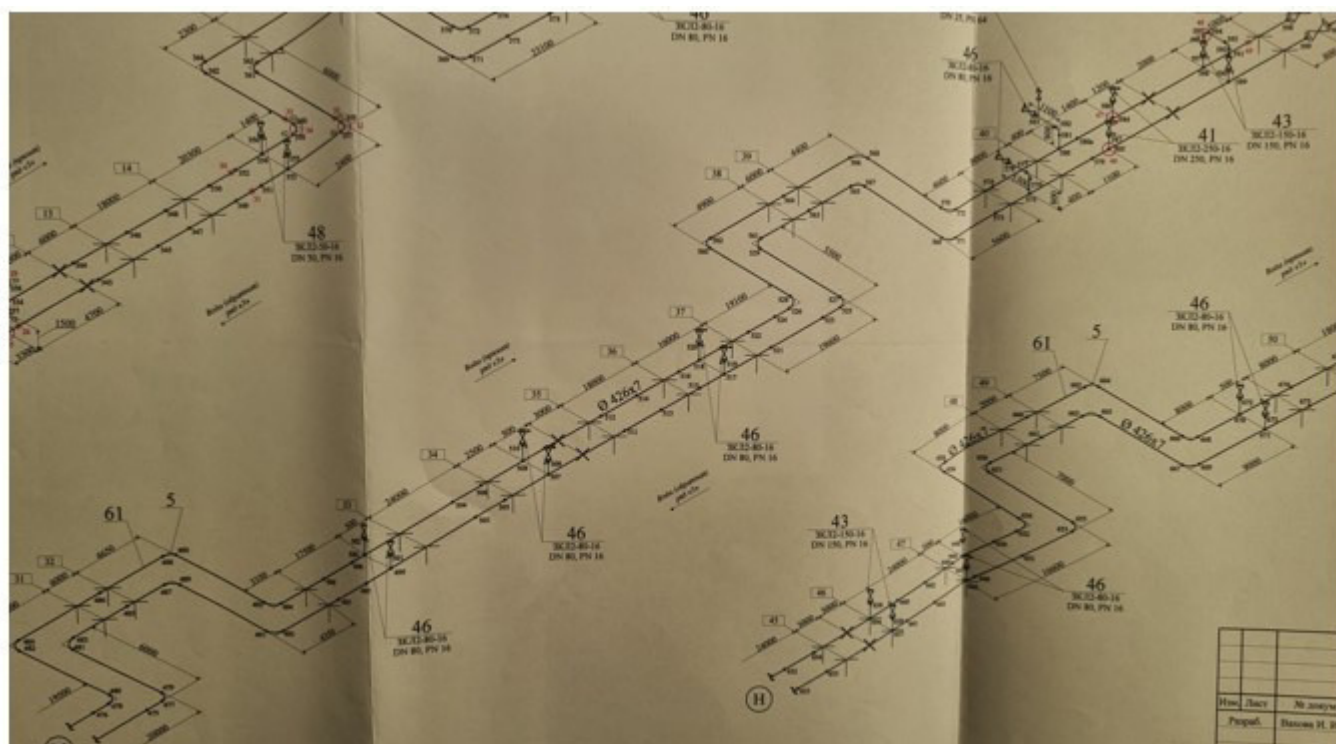
Таблица 6.1

№№	Наименование элемента	Наружный диаметр и толщина стенки труб, мм	ГОСТ или ТУ на изделие	Марка стали, ГОСТ или ТУ	Кол-во, ед.
1	Трубы прямые прямошовные	820x8,0	ГОСТ 10706	ВстЗсп ГОСТ 380	-
		720x8,0			
		630x7,0			
		530x7,0			
2	Трубы прямые бесшовные	426x10,0	ГОСТ 8731	Сталь 20 ГОСТ 1050	-
		426x7,0			
		325x7,0			

Договор № 4600028738

ООО «ОПТЭС»

Лист 4









ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

(ПАО «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»)

№ 22491-ИсхП

от 28.09.2022

Главному инженеру проекта,

АО «НИПИГАЗ»

А.И. Соловьеву

e-mail: NKNH-NIPI@nipigas.ru

**Касается технических условий на подключение
к трубопроводу конденсата водяного пара**

Уважаемый Андрей Игоревич!

В ответ на ваше письмо № 0022.2022-NPG-NKNH-LET-00201 от 12.08.2022 г., для разработки рабочей и проектной документации ««Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «НКНХ» прошу Вас руководствоваться следующими техническими условиями на подключение к существующему трубопроводу конденсата водяного пара.

1. Источник конденсата водяного пара: производство Гексен-1, от насоса поз.Р-8001 А/В. Параметры на нагнетании насоса:

- расчетное давление, МПа (изб) - 1,0

2. Состав и свойства откачиваемого конденсата водяного пара соответствуют данным таблицы №4 Приложения А УГЭ-ОИ-29-2015 (Приложение 1).

3. Точку подключения к существующему трубопроводу конденсата водяного пара определить проектом на участке трубопровода рег. №492. Подключение выполнить в районе стоек №№ 24-25, ряд 3 эстакады МЦК. В предполагаемой точке подключения существующий трубопровод проложен с изоляцией и без теплоспутника:

- диаметр трубопровода DN (Днар x S), мм 250 (273x8);

- материал трубопровода сталь 20.

4. Параметры среды в точке подключения:

- рабочее давление, МПа (изб) - 0,28-0,35;

- расчетное давление, МПа (изб) - 1,0;

- температура рабочая, °С - 35-39;

- максимальное рабочая температура, °С - 100

5. Режим потребления:

- постоянный расход, т/ч - 16,2-44,0;

6. Подключение выполнить с установкой запорной арматуры. Предусмотреть устройство площадки обслуживания при необходимости.

7. Прокладку трубопровода произвести в соответствии с требованиями действующей НТД.

ОКПО 0566801
ОГРН 1021602502316
ИНН 1651000010
КПП 165101001

тел.: +7 (8555) 37-70-09
+7 (8555) 37-94-50
e-mail: nknh@nknh.ru
www.nknh.ru

ПАО «Нижнекамскнефтехим»
ул.Соболековская, здание 23, офис 129
г.Нижнекамск, Республика Татарстан,
РФ, 423574

8. Выбор теплоизоляционного материала (при необходимости) и проектного уровня защиты выполнить исходя из оптимальной энергетической эффективности в течение проектного срока эксплуатации в соответствии с требованиями СТП СР/05-02-02/ПрФ01 «Процедура функции. Управление надежностью и эффективностью систем энергообеспечения предприятий ПАО «СИБУР Холдинг».

9. На выходе источника предусмотреть автоматизированный узел учета в соответствии с требованиями «Правил коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя». Данные с узла учета выдавать в компьютерную сеть ПАО «Нижнекамскнефтехим» - АСОДУ «Энергоресурсы».

10. В случае если застройщиком будет являться другое юридическое лицо, отличное от ПАО «НКНХ», установить коммерческие узлы учета.

11. Срок действия технических условий – 24 месяца. ТУ могут быть пролонгированы по согласованию сторон.

Приложение 1. УГЭ-ОИ-29-2015

Приложение 2. Паспорт, точка подключения.

С уважением,

Директор Энергопроизводства

В.А. Мельников

УГЭ-ОИ-29-2015

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»

31.12.2021, . 252- 30.12.2020 / . ./
01.08.2022, . 1- 10.01.2022 / . ./

ИНСТРУКЦИЯ УГЭ-ОИ-29-2015

ПО СБОРУ и ВОЗВРАТУ на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ КОНДЕНСАТА ВОДЯНОГО ПАРА с производства ПАО «Нижнекамскнефтехим»

Учетный экземпляр

№ _____

Вводится в действие
распоряжением № 214-РД
от « 13 » апреля 2015г.
С « 13 » апреля 2015г.

Срок действия
до 13 апреля 2020г.

г. Нижнекамск



НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

№ 168-РД
« 30 » июня 2019 г.

РАСПОРЯЖЕНИЕ

О продлении срока действия нормативных документов систем менеджмента

В связи с истечением срока действия:

1. Продлить до **31.12.2020** срок действия следующих общезаводских инструкций:

- ОГМ-ОИ-4-15 «По правилам испытания аппаратов и технологических трубопроводов на герметичность»;
- ПУ-ОИ-17-15 «По оповещению работников ПАО «Нижнекамскнефтехим» в случае аварийного положения»;
- ОТН-ОИ-11-2015 «Для стропальщиков по безопасному производству работ подъемными сооружениями»;
- ОГМ-ОИ-19-15 «По правилам хранения и транспортировки баллонов со сжатыми и сжиженными газами»;
- УГЭ-ОИ-29-15 «По сбору и возврату на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ конденсата водяного пара с производства ПАО «Нижнекамскнефтехим»»;
- ОГМ-ОИ-42-15 «По охране труда при работе на высоте»;
- ОГМ-ОИ-54-15 «По эксплуатации, ремонту запорной арматуры и обратных клапанов»;
- УТ-ОИ-69-15 «По охране труда при эксплуатации велосипедного транспорта»;
- ОООС-ОИ-103-12 «По охране окружающей среды в ОАО «Нижнекамскнефтехим»»;
- ФУ-ОИ-111-13 «О порядке оформления документов на оплату договоров, контроле за расчетами»;
- ОТБ-ОИ-127-15 «О порядке размещения и безопасной эксплуатации передвижных конструкций, используемых сторонними (подрядными) организациями на территории ПАО «Нижнекамскнефтехим»»;
- ПКПБ-ОИ-132-15 «О порядке проведения учебно-тренировочных занятий уровня «А» и учебных тревог уровня «Б» по «Плану локализации и ликвидации аварийных ситуаций»»;
- ДКС-ОИ-150-15 «О порядке взаимодействия отдела генплана Департамента по капитальному строительству с проектными, изыскательскими организациями,

подразделениями и службами ПАО «Нижнекамскнефтехим» по ведению исполнительного генплана предприятия».

2. Продлить до **31.12.2020** срок действия следующих обще заводских положений:

- ЦА-П-19-15 «По организации производства работ по монтажу систем автоматизации на объектах ПАО «Нижнекамскнефтехим», выполняемых хозспособом»;

- ОГМ-П-8-15 «О системе планово-предупредительного ремонта и межремонтном обслуживании технологического оборудования в ПАО «Нижнекамскнефтехим»;

- ПКПБ-П-22-15 «Положение о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах ПАО «Нижнекамскнефтехим»;

- ОТБ-П-26-15 «О Дне охране труда и промышленной безопасности в ПАО «Нижнекамскнефтехим»;

- ОТБ-П-27-15 «Об организации обучения по охране труда и проверке знаний требований охраны труда в ПАО «Нижнекамскнефтехим»;

- 1192-П-35-15 «О кольцевом завозе оборудования по заявкам подразделений»;

- ТУ-П-57-15 «Менеджмент потенциальных чрезвычайных ситуаций и аварий при производстве БК 1675П»;

- «Положение об объектовом звене территориальной подсистемы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности ПАО «Нижнекамскнефтехим»;

- «Положение о комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности ПАО «Нижнекамскнефтехим».

3. Продлить до **31.12.2020** срок действия следующих стандартов предприятия:

- СТП 4.2.3.-01-2015 «Управление документацией систем менеджмента в ПАО «Нижнекамскнефтехим»;

- СТП 4.2.3-03-2015 «Порядок получения, учета, хранения и выдачи нормативных документов в ПАО «Нижнекамскнефтехим»;

- СТП 4.2.4-01-2015 «Управление записями в ПАО «Нижнекамскнефтехим»;

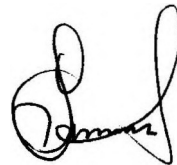
- СТП 8.2.4-05-2015 «Контроль соблюдения технологической дисциплины».

4. Руководителям подразделений-разработчиков взять под контроль и обеспечить своевременный пересмотр нормативных документов, указанных выше, если другие сроки не установлены иными распорядительными документами по ПАО.

Срок – 31.12.2020.

5. Руководителям структурных подразделений ПАО «Нижнекамскнефтехим» в работе руководствоваться нормативными документами, указанными в пунктах 1-3 распоряжения.

**Первый заместитель генерального
директора - главный инженер**



И.А. Аглямов

«НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»
ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
г. Нижнекамск, Республика
Татарстан, 423574



«НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»
АЧЫК АКЦИОНЕРЛЫК ЖӘМГҮЯТЕ
Түбән Кама шәһәре, Татарстан
Республикасы, 423574

РАСПОРЯЖЕНИЕ

№ 214-РД

13. апреля 2015.

О введении в действие общезаводской инструкции УГЭ-ОИ-29-2015

Переработана и утверждена общезаводская инструкция УГЭ-ОИ-29-2015 «По сбору, возврату и использованию парового конденсата и принятию оперативных мер по выявлению источников его загрязнения».

ОБЯЗЫВАЮ:

1. Директоров заводов, центров, главных специалистов, начальников управлений, начальников общезаводских цехов (по реестру):

1.1. Ввести в действие общезаводскую инструкцию УГЭ-ОИ-29-2015 «По сбору, возврату и использованию парового конденсата и принятию оперативных мер по выявлению источников его загрязнения» с момента выхода распоряжения.

1.2. Принять к руководству и исполнению общезаводскую инструкцию УГЭ-ОИ-29-2015.

2. Аннулировать общезаводскую инструкцию УГЭ-ОИ-29-2013.

3. Начальнику ОСМК технического управления Нуриеву Л.Р. поместить электронную версию инструкции УГЭ-ОИ-29-2015 в электронной базе нормативных документов.

4. Начальника ОДО Поляк Э.Б. организовать рассылку инструкции УГЭ-ОИ-29-15 по СЭД «Дело», согласно реестру.

5. Контроль за исполнением распоряжения возложить на службу главного энергетика ПАО «Нижнекамскнефтехим».

Первый заместитель генерального
директора - главный инженер

Х. Х. Гильманов

Проект вносит
УГЭ

«НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»
ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
г. Нижнекамск, Республика
Татарстан, 423574



«НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»
АЧЫК АКЦИОНЕРЛЫК ЖӘМГҮЯТЕ
Түбән Кама шәһәре, Татарстан
Республикасы, 423574

РАСПОРЯЖЕНИЕ

№ 499-РД

„30“ сентября 2015г.

О введении в действие изменения №1 к инструкции УГЭ-ОИ-29-2015

Утверждено изменение №1 к общезаводской инструкции УГЭ-ОИ-29-2015
«По сбору и возврату на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ конденсата водяного
пара с производства ПАО «Нижнекамскнефтехим»

В связи с вышеизложенным,

ОБЯЗЫВАЮ:

1. Ввести в действие изменение № 1 к общезаводской инструкции УГЭ-ОИ-29-2015 «По сбору и возврату на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ конденсата водяного пара с производства ПАО «Нижнекамскнефтехим» с даты подписания распоряжения.
2. Руководителей структурных подразделений ПАО «Нижнекамскнефтехим» принять изменения к общезаводской инструкции УГЭ-ОИ-29-2015 к руководству и исполнению.
3. Начальнику ОСМК технического управления Нуриеву Л.Р., поместить электронную версию изменения инструкции УГЭ-ОИ-29-2015 в электронной базе нормативных документов
4. Начальника ОДО Поляк Е.Б. организовать рассылку изменения инструкции УГЭ-ОИ-29-15 по СЭД «Дело», согласно реестру.
5. Контроль за исполнением распоряжения возложить на службу главного энергетика ПАО «Нижнекамскнефтехим».

Первый заместитель генерального
директора - главный инженер

Х. Х. Гильманов

Изменение №1

УГЭ-ОИ-29-2015

«УТВЕРЖДАЮ»

Первый заместитель
генерального директора -
главный инженер

ПАО «Нижнекамскнефтехим»

 Х.Х. Гильманов

«29» 09 2015г.

Дата введения

с 2015 г. сентябрь «30»

Распоряжение по ПАО «НКНХ»

№ 499-РД

от «30» 09 2015г.

Изменение № 1

к инструкции УГЭ-ОИ-29-2015 «По сбору и возврату на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ
конденсата водяного пара с производства ПАО «Нижнекамскнефтехим»

1. Заменить страницу 3, 4, 5, 9.
(вновь введенный текст отмечен черной чертой)

Главный энергетик



А.М. Вдовин

Разработчик:

Заместитель главного энергетика



В. П. Иванов

ПРЕДИСЛОВИЕ

1. РАЗРАБОТАНА управлением главного энергетика ПАО «Нижнекамскнефтехим».
2. УТВЕРЖДЕНА И ВВЕДЕНА в действие распоряжением по ПАО «Нижнекамскнефтехим» от «13» апреля 201 г. № 214-РО
3. ОБЩЕЗАВОДСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ РАЗРАБОТАНА в соответствии с СТП 4.2.3-02-2012
4. ВЗАМЕН УГЭ-ОИ-29-13

«УТВЕРЖДАЮ»
Главный инженер
ПАО «Нижнекамскнефтехим»
Х.Х. Гильманов
«29» 09 2015г.

ИНСТРУКЦИЯ УГЭ-ОИ-29-15

По сбору и возврату на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ конденсата водяного пара с производства ПАО «Нижнекамскнефтехим»

1. ОБЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ

1.1. Паровой конденсат, получаемый в паропотребляющих установках, возвращается на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ по конденсатопроводам МЦК цехов №5107, 5157 УЭС. Из сети конденсат может использоваться в некоторых цехах на технологические цели, для питания котлов утилизаторов и на станции химводоочистки цеха №3408 УВКиОСВ.

1.2. Ответственность за количество и качество возвращаемого конденсата возлагается на начальников технологических цехов, по заводу на главного инженера завода. По ПАО «Нижнекамскнефтехим» Производственное управление, Управление главного энергетика и Управление энергоснабжения несут ответственность за координацию оперативных переключений в схеме межзаводских потоков конденсата.

1.3. Возврат конденсата на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ осуществляется с заводских станций откачки конденсата согласно таблице-1.

Таблица 1

И	Источник конденсата	Приём конденсата
I промзона	ЦГФУ-1,2; ИП-7, И-7, Р-24, Т-8, ДБО.	по конденсатопроводам № 1-2 на НКТЭЦ
	(И-3,4,5,7; И-4 ^а на С/Н), (И-2 на К/Оч) ДБО, БК-4.	по конденсатопроводам № 1-2 на НКТЭЦ
	(ДБ-3, ДП-4/5 на С/Н), ДБ-10/1.	по конденсатопроводу №1 на НКТЭЦ (№3 на с/н)
I промзона	(КИ-1на С/Н), ИП-10, Полиолефины.	по конденсатопроводу № 3 ^а на НКТЭЦ
	(ИФ-8+ИФ-6), ИФ16	по конденсатопроводу № 3 ^б на НКТЭЦ.
II промзона	Тит. К-111/2, 117, 116, 112/1, 113, 301/1,2; 303/2	по конденсатопроводам № 4,5 на НКТЭЦ и ХВО т.754 УВКиОСВ

1.4. В случае производственной необходимости подача конденсата может осуществляться по конденсатопроводам:

- №1, 2, 3, 3^а, 3^б – 1-й промзоны как на НКТЭЦ, так и на ХВО тит. В-2.
- №4, 5 – 2-й промзоны как на НКТЭЦ, так и на ХВО тит. 754

1.5. Станции перекачки конденсата должны быть оборудованы:

- сборными баками в количестве не менее двух;
- уровнемерами и манометрами; пробоотборными устройствами;
- системой автоматической откачки конденсата;
- приборами автоматического контроля качества конденсата (ШККК);
- системами захлаживания чистого конденсата до +40С;

Изменение №1

- системами слива в ХЗК бракованного конденсата.

1.6. Перед подачей в магистральный конденсатопровод необходимо проводить анализы конденсата согласно плану аналитического контроля (ПАК) на автоматизированных ШККК или в химической лаборатории.

1.7. Пробоотборные устройства и ШККК должны быть установлены на каждой станции сбора и откачки конденсата (см.Таблицу №2) и соответствовать требованию инструкции УТК-ОИ-65.

1.8. Конденсат водяного пара с завода Этилен-450 подаётся на собственную станцию конденсатоочистки тит.645 и обращается по замкнутому циклу без выхода в общезаводскую сеть.

1.9. Конденсат водяного пара с завода СПС подаётся на станцию конденсатоочистки тит.754 цеха №3408 УВКиОСВ и частично на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ.

1.10. Конденсат завода Олигомеров и ОЭ1-2 полностью потребляется на собственные нужды.

1.11. Конденсат водяного пара с И-2 завода СК подаётся на станцию конденсаточистки, очищенный конденсат подается на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ по Кн-1;2.

Перечень станций сбора и откачки конденсата водяного пара подаваемого на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ.

Таблица 2

№п/п	№цеха	Объект	Позиция насоса	Поз. конденсато-сборника	Примечание
БК					
1	1306	БК-4	Н-107/1-2	Е-106	ШККК
ДБ и УВС					
1	1415	ДБ-10/1	Н-524 ^а /1-2	Е-506/1-2	ШККК
2	1417	ЦГФУ-1	Н-12/1-2	Е-18/1-2	ШККК
3	1417	ЦГФУ-2	Н-12/1-2	Е-18/1-2	ШККК
4	1421	Т-8	Н-58/1-2	Е-2	контроль
5	1421	Р-24	Н-6/1-2	Е-57	не требуется
6	1429	И-7	Н-73/1-2	Е-76/1-2	С/Н
7	1429	ИП-7	Н-112/1-2	Е-111/1-2	ШККК
8	1430	ДБ-6	приём конденсата	Е-39	С/Н
9	1430	ДП-4/5	Н-73	Е-72/1-2	С/Н
Производство ДБО					
1	5905	ДБО-10	Н-412/А, В, С	Е-307/А-В	ШККК
СК					
1	1505	И-2	Н-142/1,2	Е-143/1,2,3.	Конд.очистка
2	1506	И-3	Н-73/1,2,3	Е-71/2	С/Н
3	1507	И-4	Н-241/1,2,3	Е-242/1,2	С/Н
4	1507	И-4 ^а	Н-241/1,2	Е-242	С/Н
5	1518	ИП-10	Н-241/1,2,3	Е-242/1,2	ШККК
6	1530	КИ-1	Н-289/1-2	Е-288/1-2	С/Н
7	1530	ИП-4 ^а	Н-40/1-2	Е-39/1-2	С/Н
ИМ					
1	1805	ИФ-16	Н-65	Е-67	ШККК
2	1808	ИФ-8(ИФ-6)	Н-41	Е-42	ШККК
3	1813	БК-3	Н-472	Е-471/1, 2	ШККК
4	1815	ДБ-3	Н-73	Е-71/1,2	С/Н
Полиолефины					
1	5208	Полимериз-я	1604А, 1604Б	Д-1604	ШККК
2	5208	ОЗХ	Н-9А, Н-9Б	Е-16	ШККК
3	5205	Полимериз-я	МР-603/А-В	Д-604	ШККК

Изменение №1

Перечень станций сбора и откачки конденсата водяного пара подаваемого на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ и ХВО тит. 754, II-промзоны.

№п/п	№цеха	Объект	Позиция насоса	Позиция конденсатосборника	Примечание
СПС					
1	2505	К-111/2	Н-191	Е-189	ШККК
2	2506	К-113	Н-489	Е-487	На общем
3	2508	К-116	Н-653	Е-652	Конденсато-
4	2508	К-117	Н-781	Е-780	проводе
5	2509	К-112/1	Н-472	Е-470	в тит. 119
6	2504	К-301/1	Н-85	Е-83	С/Н
7	2504	К-301/3	Н-85	Е-83	С/Н
8	2514	К-303/2	Н-241	Е-240	С/Н

Нормы возврата конденсата на станции ХВО

Таблица 3

№ п/п	Завод	Потребление пара, %	Возврат конденсата на НКТЭЦ-1 и ХВО, % (т/ч)	Потребитель конденсата
1	БК	100	25	НКТЭЦ-1
2	ДБ и УВС	100	70	НКТЭЦ-1
3	СК	100	8 в сеть (30 на к/о)	НКТЭЦ-1
4	ИМ	100	35	НКТЭЦ-1
5	Полистирол	100	0	100% на С.Н,
6	Полиолефины	100	40	НКТЭЦ-1
7	ДБО	100	40	НКТЭЦ-1
8	Этилен	100	70	На ХВО этилена
9	ОЭ1-2	100	0	100% на С.Н,
10	СПС	100	50	НКТЭЦ-1; т.754
11	Олигомеры	100	0	100% на С.Н,

2. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ПАРОВОГО КОНДЕНСАТА

2.1. Контроль качества парового конденсата производится на автоматизированных приборах ШККК установленных на станциях откачки конденсата или методом отбора проб для передачи в химические лаборатории при возникновении необходимости отыскания источника загрязнения.

2.2. Качество парового конденсата, возвращаемого с производства на филиал ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ и используемого на ХВО 2-й промзоны, должно соответствовать требованиям пункта 4.8.38. «ПРАВИЛ технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации». Значения требований приводятся в плане аналитического контроля таблица 4 (Приложение А).

2.3. Конденсат используемый заводами ПАО «Нижнекамскнефтехим» для питания котлов утили-заторов не должен содержать потенциально кислых или щелочных соединений, вызывающих отклонение pH котловой (питательной) воды от установленных норм более чем на 0,5 единицы при измененном режиме коррекции обработки фосфатами или фосфатами с едким натром.

2.4. Если качество возвращаемого с производства конденсата не обеспечивает норм качества питательной воды, требуемого для каждого конкретного потребителя, то должна быть предусмотрена очистка его до достижения этих норм.

ствии с требованием РД 10-165-97 «Методические указания по надзору за водно-химическим режимом паровых и водогрейных котлов».

3. ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НЕОБХОДИМОЕ КАЧЕСТВО КОНДЕНСАТА

Цеха, потребляющие пар, обязаны:

- 3.1. Не допускать утечек пара и конденсата.
- 3.2. При каждом ремонте Т/О аппарата ревизировать конденсатоотводящие устройства.
- 3.3. Не допускать работы конденсатоотводчиков с открытыми байпасами.
- 3.4. Не допускать сброса качественного конденсата в канализацию.
- 3.5. Регулярно ремонтировать теплообменную аппаратуру, обогреваемую паром согласно графику ППР.
- 3.6. Ежемесячно анализировать процент возврата конденсата по цеху с целью выявления резервов по его увеличению.
- 3.7. Регулярно контролировать качество конденсата согласно ПАК.
- 3.8. Не направлять конденсат на конденсатную станцию с аппаратов, вышедших из ремонта или вновь смонтированных, без отмывки их и получения положительных результатов анализа в соответствии с ПАК (Таблица 4, Приложение А).
- 3.9. Отбор проб конденсата производить только через пробоотборное устройство с постоянным протоком и захолаживанием конденсата до $+20^{\circ}\text{C}$.
- 3.10. Оперативно находить аппараты, загрязняющие конденсат, отводить от них конденсат в канализацию и производить их ремонт.
- 3.11. Обеспечивать непрерывную и равномерную откачку конденсата.
- 3.12. Постоянно поддерживать избыточное давление 0,2 ати в конденсатных ёмкостях азотом согласно ГОСТ 9293-74 «Азот газообразный и жидкий. Технические условия».
- 3.13. Регулярно при плановых и неплановых ремонтах проверять герметичность водяной охлаждающей рубашки конденсатных насосов.
- 3.14. Не реже одного раза в год, промывать и пропаривать конденсатные ёмкости поочерёдно, с записью в ремонтный журнал.

4. ОБЯЗАННОСТИ ДОЛЖНОСТНЫХ ЛИЦ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПЕРСОНАЛА ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СБОРА И ОТКАЧКИ ПАРОВОГО КОНДЕНСАТА на филиал ОАО «ТГК16» НКТЭЦ и ХВО второй ПРОМЗОНЫ.

4.1. Начальника ПТО и главный энергетик завода обязаны:

- 4.1.1. Разрабатывать план аналитического контроля (ПАК) в соответствии с требованиями п.2 настоящей инструкции с утверждением главным технологом ПАО «Нижнекамскнефтехим» в установленном порядке.
- 4.1.2. Осуществлять контроль за выполнением ПАК и плана сбора и возврата конденсата цехами завода.

4.2. Начальник технологического цеха обязан:

- 4.2.1. Обеспечить качественный ремонт теплообменной аппаратуры с целью исключения загрязнения конденсата продуктами технологии.
- 4.2.2. Организовать контроль качества конденсата технологическим персоналом в соответствии с ПАК.
- 4.2.3. Периодически, согласно требованиям п.4.14 настоящей инструкции выводить поочерёдно конденсатные ёмкости на отмывку и отпарку.

УГЭ-ОИ-29-2015

4.2.4. Обеспечить постоянную работоспособность пробоотборных устройств и приборов контроля качества конденсата (ШККК) на станциях сбора и откачки.

4.2.5. Вести учёт расхода конденсата, откачиваемого в общезаводскую сеть и потребляемого из сети.

4.3. Начальник смены технологического цеха обязан:

4.3.1. Контролировать качество конденсата по приборам автоматического контроля качества конденсата (ШККК).

4.3.2. При нарушении качества конденсата по одному из показателей ПАК, немедленно прекратить подачу конденсата в сеть МЦК и направить его в ХЗК с захолаживанием до температуры не выше $+40^{\circ}\text{C}$. Организовать выявление источника загрязнения (аппарата) и перевести конденсат от неисправного аппарата в ХЗК.

После ремонта и промывки неисправного аппарата, с получением положительных результатов анализа конденсата, подтверждающих, что его качество соответствует нормам, сообщать диспетчеру завода и по его распоряжению направлять конденсат в сеть.

4.3.3. В оперативном журнале отражать случаи браковки конденсата и все проводимые операции, связанные с его возвратом, браковкой, отключением действующих и вводом в работу новых аппаратов.

4.4. Диспетчер завода обязан:

4.4.1. Вести контроль показателей качества конденсата, откачиваемого с цеховых конденсатных станций завода по программе АСОДУ «Качество конденсата ПАО «Нижнекамскнефтехим».

4.4.2. Руководить действиями сменного персонала цехов завода по обеспечению сбора и возврата качественного конденсата. Оперативно выполнять распоряжения диспетчера ПАО «Нижнекамскнефтехим» и Энергодиспетчера.

4.4.3. При получении не удовлетворительных анализов конденсата, от лаборатории или по приборам автоматического контроля, давать распоряжение цеху на перевод загрязненного конденсата в ХЗК и определение источника загрязнения с отключением его от сети.

5. Обязанности диспетчеров ПАО «Нижнекамскнефтехим», УВКиОСВ, энергодиспетчера УГЭ, начальников смены ц.5107, 5157, ХВО тит. 754.

5.1. Диспетчер ПАО Нижнекамскнефтехим обязан:

5.1.1. При получении информации от энергодиспетчера о браковке конденсата, давать распоряжение диспетчерам заводов о принятии мер по отысканию источника загрязнения конденсата и исключении бракованного конденсата из схемы не допуская его подачи на филиал ОАО «ТГК16» НКТЭЦ.

5.2. Энергодиспетчер УГЭ обязан:

5.2.1. Вести контроль за режимом работы схемы конденсата по программе «АСОДУ-энергоресурсы», «Качество конденсата ПАО «Нижнекамскнефтехим».

5.2.2. Своевременно передавать информацию на филиал ОАО «ТГК16» НКТЭЦ, начальникам смен цехов 5107, 5157, станции ХВО второй промзоны обо всех изменениях режима работы по схеме сбора и откачки конденсата в сеть,

5.2.3. Организовать работу подразделений (цеха 5107, 5157, диспетчера заводов и управлений ПАО Нижнекамскнефтехим) по отысканию источников загрязнения конденсата водяного пара и отключению от сети некачественного потока конденсата.

5.2.4. Для определения источника загрязнения использовать контрольные точки по анализам качества конденсата ПАО «Нижнекамскнефтехим», указанные в табли-

УГЭ-ОИ-29-2015

це №2 и результаты анализов входного контроля на филиале ОАО «ТГК16» НКТЭЦ и ХВО УВКиОСВ.

5.3. Диспетчер УВКиОСВ обязан:

- 5.3.1. Вести систематический контроль качества принимаемого на станции ХВО конденсата водяного пара в соответствии с ПАК,
- 5.3.2. Давать указания начальнику смены станции ХВО в части оперативных переключений в схеме конденсата по МЦК.
- 5.3.3. Своевременно информировать о нарушениях качества конденсата диспетчера ПАО «Нижекамскнефтехим» и Энергодиспетчера.
- 5.3.4. Сообщать энергодиспетчеру о всех переключениях на ХВО, связанных с изменением режима приема конденсата и выполнять его указания в части оперативных переключений по схеме конденсата после согласования с руководством УВКиОСВ.

5.4. Начальник смены ХВО цеха №3408 УВКиОСВ обязан:

- 5.4.1. Ввести контроль качества принимаемого на ХВО конденсата в соответствии с ПАК.
- 5.4.2. Не допускать приема некачественного конденсата на ХВО.
- 5.4.3. Сообщать обо всех переключениях на ХВО связанных с изменением режима приема конденсата диспетчеру УВКиОСВ и начальнику смены цеха 5157.
- 5.4.4. Выполнять указания диспетчера УВКиОСВ по режиму работы ХВО тит.754 в части переключений в схеме конденсата по МЦК.

5.5. Начальник смены цехов №5107, №5157 УЭС обязан:

- 5.5.1. Выдерживать режим работы по схеме конденсата не допуская в схеме «застойных» зон и размораживания конденсатопроводов в зимнее время.
- 5.5.2. Сообщать диспетчерам ПАО «Нижекамскнефтехим», УВКиОСВ, Энергодиспетчеру, ДИС филиала ОАО «ТГК16» НКТЭЦ, начальнику смены станций ХВО тит.754 обо всех переключениях в схеме конденсата по МЦК.
- 5.5.3. Выполнять указания энергодиспетчера УГЭ по режиму работы станции ХВО тит.754 в части переключений в схеме конденсата по МЦК, а так же ДИС филиала ОАО «ТГК-16» НКТЭЦ при браковке конденсата на ШККК НКТЭЦ.

Главный энергетик



А.М. Вдовин

Разработчик:
Заместитель главного энергетика



В. П. Иванов

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ

Рег № 1942-ПроектДок от 03.03.2015


Группа: Проекты документов подразделений, заводов

Подписал: Вдовин Александр Михайлович

Краткое содержание: Проект инструкции УГЭ-ОИ-29-2015 - по сбору и возврату конденсата водяного пара с производства ПАО "Нижнекамскнефтехим"

Исполнитель: Суханов Александр Николаевич - Инженер-энергетик I кат. цех 1141 таб.172803

Автор / Дата Содержание	Исполнители:	План. / Факт	Исполнение
Вдовин Александр Михайлович 03.03.2015 Прошу согласовать или внести замечания	Вдовин Александр Михайлович (отв.);	03.03.2015/ 03.03.2015	Отчет: Согласовано
Вдовин Александр Михайлович 03.03.2015 Прошу согласовать или внести замечания	Сахапов Сирень Гимазович (отв.);	06.03.2015/ 18.03.2015	Отчет: Согласовано
Вдовин Александр Михайлович 03.03.2015 Прошу согласовать или внести замечания	Мухамадеев Миннахмат Салихович (отв.);	06.03.2015/ 05.03.2015	Отчет: Согласовано
Вдовин Александр Михайлович 03.03.2015 Прошу согласовать или внести замечания	Самольянов Анатолий Андреевич (отв.);	06.03.2015/ 04.03.2015	Отчет: Согласовано
Вдовин Александр Михайлович 03.03.2015 Прошу согласовать или внести замечания	Султанов Айдар Рустэмович (отв.);	06.03.2015/ 05.03.2015	Отчет: Согласовано

 А. М. Вдовин

Изменение №1

Приложение А

План аналитического контроля по конденсату возвращаемого на НКТЭЦ (ПТК-1) с производств I и II промзоны.

Таблица 4

Наименование продукта	Точка отбора	Наименование контролируемых показателей	Ед.изм.	Норма контроля	Частота контроля	Метод выполнения измерения	Наименование лаборатории	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Возвратный конденсат с производств	Конденсатопровод	Жёсткость общая, не более	(мкмоль/дм ³) мкгэкв/ дм ³	<(5,0) <50	По требованию	РД 34.37.523.8 с изменением 1	Лаборатории заводов или УТК	
		Водородный показатель	Ед.рН	8,5-9,5	ШККК постоянно	Ионометрический	ЦА; НТЦ; УТК	автоматический
		Содержание кремниевой кислоты, не более	мкг/ дм ³	<120	ШККК постоянно	Анализатор диоксида кремния	ЦА; НТЦ; УТК	автоматический
		Пермангантная окисляемость, не более	мгО ₂ /дм ³	<1,5	По требованию	РД 34.37.523.10	Лаборатории заводов или УТК	Для завода СК 1раз.сут.
		Содержание общего железа, не более	мкг/ дм ³	<100	По требованию	МВИ №504	Лаборатории заводов или УТК	
		Содержание нефтепродуктов, не более	мг/ дм ³	<0,5	ШККК постоянно	УФ-флуоресценция ПАУ	ЦА; НТЦ; УТК	автоматический
		Электропроводность, не более	мкСм/см	<5,0	ШККК постоянно	Кондуктометрический	ЦА; НТЦ; УТК	автоматический
		Органический углерод	мкг/ дм ³	<200	ШККК постоянно	УФ –перфасульфатное окисление	ЦА; НТЦ; УТК	автоматический
		Запах	-	отс	2 раза в смену	МВИ № 60	Персонал смены	Запись в журнале

РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ И ДОПОЛНЕНИЙ

[illegible]

Приложение 2.

Наименование и адрес предприятия-владельца трубопровода
ПАО "Нижнекамскнефтехим", 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск

Назначение трубопровода цех 5157 транспортировка конденсата

Рабочая среда: конденсат паровой

Рабочие параметры среды:
давление, МПа (кгс/см²) 0,35 (3,5)
температура, °C 100

Срок службы, лет 20

Расчетный ресурс, ч _____

Расчетное число пусков _____

Перечень схем, чертежей, свидетельств и других документов на изготовление и монтаж трубопровода, представляемых при регистрации _____

1. Проект № 49113 (ПКЦ ПАО "НКНХ")
2. Целостительная документация
(на разработку у РТМ (Григорий) с 20.03.2016)

м.п. ПАО "Нижнекамскнефтехим"
УПРАВЛЕНИЕ
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Подпись главного инженера предприятия (владельца трубопровода)
А.Н. Пизцлов

« 28 » 01 10/16 г.

ПАО "Нижнекамскнефтехим"
УПРАВЛЕНИЕ
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

2

В результате специального технического обследования и технического диагностирования трубопровода, выполненных в соответствии с «Методическим указанием по составлению паспортов IV категории», установлено:

1. Сведения о трубах, из которых изготовлены элементы трубопровода.

№ п/п	Наименование элемента	Количество, шт.	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Марка стали, ГОСТ или ТУ	Трубы, ГОСТ или ТУ
1	Трубы стальные бесшовные	2320	273x8	Сталь 20 ГОСТ 1050	ГОСТ 8732
2	Трубы стальные бесшовные	-	108x7	Сталь 20 ГОСТ 1050	ГОСТ 8732
3	Трубы стальные бесшовные	-	89x3,5	Сталь 20 ГОСТ 1050	ГОСТ 8732
4	Трубы стальные бесшовные	-	57x3,5	Сталь 20 ГОСТ 1050	ГОСТ 8732
5	Трубы стальные бесшовные	-	25x2,5	Сталь 20 ГОСТ 1050	ГОСТ 8732

2. Сведения об основной арматуре и фасонных частях (литых, сварных или кованых) трубопровода.

№ п/п	Наименование элемента	Место установки	Условный проход, мм	Условное давление, МПа, (кгс/см ²)	Марка материала	ГОСТ
1	Отвод крутоизогнутый 90°	На тр-де (см. схему)	Ду250	10 (100)	Сталь 20	ГОСТ 173
2	Отвод крутоизогнутый 45°	"-	Ду250	10 (100)	Сталь 20	ГОСТ 173
3	Отвод крутоизогнутый 90°	"-	Ду80	6,3 (63)	Сталь 20	ГОСТ 173
4	Отвод крутоизогнутый 90°	"-	Ду50	10 (100)	Сталь 20	ГОСТ 173
5	Переход концентрический	"-	Ду250/200	6,3 (63)	Сталь 20	ГОСТ 173
6	Переход концентрический	"-	Ду250/150	10 (100)	Сталь 20	ГОСТ 173
7	Переход концентрический	"-	Ду150/100	10 (100)	Сталь 20	ГОСТ 173
8	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая	"-	Ду250	4,0 (40)	Сталь 25Л	ГОСТ 173
9	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая	"-	Ду250	1,6 (16)	Сталь 25Л	ГОСТ 173
10	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая	"-	Ду 200	1,6 (16)	Сталь 25Л	ГОСТ 173
11	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая	"-	Ду100	4,0 (40)	Сталь 25Л	ГОСТ 173
12	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая	"-	Ду80	4,0 (40)	Сталь 25Л	ГОСТ 173
13	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая	"-	Ду80	1,6 (16)	Сталь 25Л	ГОСТ 173



6 Краткая характеристика и назначение объекта экспертизы

6.1 Общие сведения о трубопроводе:

- организация-проектировщик – п/я 8783, г Москва. «Теплоэлектропроект», г. Льво
- монтажная организация – НМУС-2 трест ТНХМ, Нижнекамский монтажный уч
- ок «ВЭМ»;
- предприятие-владелец – ПАО «Нижнекамскнефтехим», цех 5157;
- регистрационный номер – № 492 зарегистрирован в ОТ
- АО «Нижнекамскнефтехим»;
- год пуска в эксплуатацию – 1982;
- фактическое число пусков – 66;
- рабочее давление: $P = 0,35$ МПа;
- рабочая температура – 100 °С;
- категория согласно Техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 032/201
- О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением – 1-я, среда груп
- ы 2;
- среда – конденсат;
- общая протяженность – 605 м.

6.2 Сведения о трубах и отводах трубопровода приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

№	Наименование элемента	Наружный диаметр и толщина стенки труб, мм	ГОСТ или ТУ на изделие	Марка стали, ГОСТ или ТУ	Длина, м	Кол-во, ед.
	Трубы прямые бесшовные	159х4,5	ГОСТ 8731, ГОСТ 8732	Сталь 20 ГОСТ 1050	34,5	-
		219х6			31,5	
		219х8			41,5	
		273х8			497,5	
	Отводы круто-изогнутые	159х4,5	ГОСТ 17375, 17380	Сталь 20 ГОСТ 1050	-	7
		219х8				25
		273х10				73

Согласно полученным данным трубы, изготовленные из слитка методом пилгримной прокатки, не применялись.

6.3 Сведения об основной арматуре и фасонных деталях трубопровода приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2

№	Наименование элемента	Тип	Д _н , мм	Р _у , кгс/см ²	Материал основных деталей	Кол-во, ед.
1	Задвижка	ЗКЛ12	250	16	Сталь углеродистая	5
2	Задвижка	ЗКЛ12	200	16	Сталь углеродистая	2
3	Задвижка	ЗКЛ12	150	16	Сталь углеродистая	6
4	Задвижка	ЗКЛ12	100	16	Сталь углеродистая	2
5	Задвижка	ЗКЛ12	80	16	Сталь углеродистая	1
6	Задвижка	ЗКЛ12	50	16	Сталь углеродистая	10
7	Вентиль	15с22ниж	15	40	Сталь углеродистая	1
8	Вентиль	15с27ниж	25	63	Сталь углеродистая	6
9	Вентиль	15с27ниж	20	63	Сталь углеродистая	4
10	Вентиль	15с27ниж	15	63	Сталь углеродистая	1
11	Фланец	-	250	16	Сталь 20 ГОСТ 1050	10
12	Фланец	-	200	16	Сталь 20 ГОСТ 1050	4
13	Фланец	-	150	16	Сталь 20 ГОСТ 1050	12







Перечень технологических параметров																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
Код продукта	Номер участка трубопровода	Номинальный диаметр DN	Класс изоляции	Участок трубопровода		Номер технологической схемы и схемы автоматизации	Класс опасности веществ	Пожаро- и взрывоопасность веществ	Режимы работы трубопровода																														Рабочие параметры		Расчетные параметры					Температура кратковременного воздействия (°C)	Группа /подгруппа сред, категория трубопровода ¹⁾	Категория трубопровода по ТР ТС 032/2013																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
									Основной						Альтернативный 1				Альтернативный 2				Альтернативный 3				Альтернативный 4																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
									Рабочие условия				Макс. Расч. Параметры		Рабочие условия				Макс. Расч. Параметры		Рабочие условия				Макс. Расч. Параметры		Рабочие условия				Макс. Расч. Параметры																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
				Давление (МПа изб.)					Температура (°C)		Давление (МПа, изб.)	Температура (°C)	Давление (МПа изб.)		Температура (°C)		Давление (МПа, изб.)	Температура (°C)	Давление (МПа изб.)		Температура (°C)		Давление (МПа, изб.)	Температура (°C)	Давление (МПа изб.)		Температура (°C)		Давление (МПа, изб.)	Температура (°C)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
				Мин.	Макс.				Мин.	Макс.			Мин.	Макс.	Мин.	Макс.			Мин.	Макс.	Мин.	Макс.			Мин.	Макс.	Мин.	Макс.			Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
LC	0003	32 80	ET; ET	0001-LS, 0002-LC	0004-LC	201-TX.AK-0003-3	-	НГ	0,02	0,2	+104	-	0,9	+210	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	+143	-	0,9	-47	+210	-	IVa	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
LS	0001	15 25 32 50 80	ET; ET; ET; ET; IH	0002-LS	0003-LS, 0003-LC	201-TX.AK-0003-3	-	НГ	-	0,65	-	-	0,9	+230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,75	+210	-	0,9	-47	+230	-	IVa	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
MS	0001	15 25 50 80	ET; ET; ET; IH	0001-MS	0001-MC, 0002-MS	201-TX.AK-0003-3	-	НГ	-	2,2	-	-	2,75	+280	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,5	+260	-	2,75	-47	+280	-	IIIa	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
MC	0004	25 50	ET; ET	0001-MS, 0001-MC	0001-MC	201-TX.AK-0003-3	-	НГ	0,65	0,85	+168	-	2,75	+260	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,95	+182	-	2,75	-47	+260	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
HS	0001	25 50 100 150	ET; ET, IH; ET; IH	0003-HS	0001-HPC, 0004-HS	202-TX.AK-0003-4	-	НГ	2,5	3	+267	-	3,7	+350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,3	+330	-	3,7	-47	+350	-	IIIa	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
LC	0003	400	IH	0001-LC	0024-LC	202-TX.AK-0003-4	-	НГ	0,02	0,2	+104	-	0,9	+210	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	+143	-	0,9	-47	+210	-	IVa	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
LC	0006	80	ET	0025-LC	0001-LC	202-TX.AK-0003-4, 202-TX.AK-0003-47	-	НГ	0,02	0,2	+104	-	0,9	+210	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	+110	-	0,9	-47	+210	-	IVa	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
MS	0004	80	IH	0010-MS	0010-MS	202-TX.AK-0003-4, 202-TX.AK-0003-36	-	НГ	-	2,2	-	-	2,75	+280	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,5	+260	-	2,75	-47	+280	-	IIIa	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
MS1	0009	25 50 100 250	ET; ET; ET; IH	0004-MS1	0001-MC1, 0001-MS1	202-TX.AK-0003-4	-	НГ	1,1	1,4	+238	-	1,59	+249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5	+242	-	1,59	-47	+249	-	IVa	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
MS1	0010	25 50 100 150 200	ET; ET; ET; IH; IH	0001-MS1	0002-MC1, 0002-MS1	202-TX.AK-0003-4	-	НГ	1,1	1,4	+238	-	1,59	+249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5	+242	-	1,59	-47	+249	-	IVa	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
HWS1	0001	20 25 50 100 150 200	IH; IH; IH; IH; IH	От титула 304/1	Отопление	304_1-TT.AK-0002-2	-	НГ	-	0,46	+70	-	1,2	+150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	+150	-	1,2	-47	+150	-	IVa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

2	-	Зам.	820-24		21.08.24
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Перечень технологических параметров																																															
Код продукта	Номер участка трубопровода	Номинальный диаметр DN	Класс изоляции	Участок трубопровода		Номер технологической схемы и схемы автоматизации	Класс опасности веществ	Показатель безопасности веществ	Режимы работы трубопровода																														Рабочие параметры		Расчетные параметры				Температура кратковременного воздействия (°C)	Группа /подгруппа среды, категория трубопровода ¹⁾	Категория трубопровода по ТР ТС 032/2013
									Основной						Альтернативный 1				Альтернативный 2				Альтернативный 3				Альтернативный 4																				
				Рабочие условия					Макс. Расч. Параметры		Рабочие условия				Макс. Расч. Параметры		Рабочие условия				Макс. Расч. Параметры		Рабочие условия				Макс. Расч. Параметры		Давление (МПа изб.)	Температура (°C)	Вакуум(МПа изб.)	Давление(МПа изб.)	Температура (°C)														
				Давление (МПа изб.)					Температура (°C)		Давление (МПа, изб.)	Температура (°C)	Давление (МПа изб.)		Температура (°C)		Давление (МПа, изб.)	Температура (°C)	Давление (МПа изб.)		Температура (°C)		Давление (МПа, изб.)	Температура (°C)	Давление (МПа, изб.)	Температура (°C)	Мин	Макс																			
				Мин.	Макс.				Мин.	Макс.			Мин.	Макс.	Мин.	Макс.			Мин.	Макс.	Мин.	Макс.							Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
MS1	0001	25 32 50 100	ET; ET; ET; IH	0001-MS1	0001-MC1, 0002-MS1	302-TT.AK-0003-1	-	НГ	1,1	1,4	+238	-	1,59	+249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5	+242	-	1,59	-47	+249	-	IVa	-	1	
SC	0003	50	ET	0001-SC	Типул 304/1	302-TT.AK-0003-2	-	НГ	0,28	0,5	+90	-	1	+120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	+110	-	1	-47	+120	-	IVa	-	-		
SC	0004	25 150	WT; WT	0002-SC	Типул 304/1	302-TT.AK-0003-2	-	НГ	0,28	0,5	-	-	1	+120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	+55	-	1	-47	+120	-	IVa	-	-		
HS	0001	25 200	IH; IH	От титула 303	0001-HS	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	2,5	3	+267	-	3,7	+350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,96	+60	-	1	-47	+100	-	IIIa	-	2		
HSC	0001	15 50	ET; ET	0003-HSC	0004-HSC	304_1-TT.AK-0003-1	-	НГ	2,7	3	+90	-	3,7	+120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,3	+330	-	3,7	-47	+350	-	-	-	-		
HSC	0004	80	IH	От титула 304/1	0001-HSC	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	2,7	3	+90	-	3,7	+120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,3	+110	-	3,7	-47	+120	-	-	-	-			
HWR1	0001	20 25 100 150 200	IH; IH; IH; IH; IH	0001-HWR1, 0001-HWR1	К титулу 303	304_1-TT.AK-0002-2	-	НГ	-	0,37	+42	-	1,2	+150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,3	+110	-	3,7	-47	+120	-	IVa	-	-	-	-	
HWR1	0002	15 20 25 50 80 100	IH; IH; IH; IH; IH; IH	От титулов 401, 608, 609	К титулу 303	304_1-TT.AK-0002-2	-	НГ	-	0,37	+42	-	1,2	+150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	+90	-	1,2	-47	+150	-	IVa	-	-	-	-	
HWS1	0001	20 25 50 100 150 200	IH; IH; IH; IH; IH; IH	От титула 303	000-HWS1, 0001-HWS1	304_1-TT.AK-0002-2	-	НГ	-	0,46	+70	-	1,2	+150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	+90	-	1,2	-47	+150	-	IVa	-	-	-	-	
HWS1	0002	15 20 25 50 80 100	IH; IH; IH; IH; IH; IH	От титула 303	К титулам 401, 608, 609	304_1-TT.AK-0002-2	-	НГ	-	0,46	+70	-	1,2	+150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	+150	-	1,2	-47	+150	-	IVa	-	-	-	-	
LC	0002	400	IH	0003-LC	0002-LC	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	0,02	0,2	+104	-	0,9	+210	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7	+40	-	1	-47	+80	-	IVa	-	2			
LC	0003	15 25	ET; ET	0003-LC	0006-LC	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	0,02	0,2	+104	-	0,9	+210	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	+143	-	0,9	-47	+210	-	IVa	-	-			
LS	0002	80	IH	0019-LS	0001-LS	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	-	0,65	-	-	0,9	+230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,75	+210	-	0,9	-47	+230	-	IVa	-	-				
MC	0001	15 50	ET; ET	От титула 201	0005-MC	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	0,65	0,85	+168	-	2,75	+260	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,95	+182	-	2,75	-47	+260	-	-	-	1				
MC1	0002	15 50 80	ET; ET; ET	0002-MC1, 0002-MS1	0005-MC1	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	0,65	0,85	+168	-	1,59	+242	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,95	+182	-	1,59	-47	+242	-	IVa	-	1				
MS	0001	80	IH	0004-MS	0001-MS	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	-	2,2	-	-	2,75	+280	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,5	+260	-	2,75	-47	+280	-	IIIa	-	1				
MS1	0001	25 250	IH; IH	От титула 303	0009-MS1	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	1,1	1,4	+238	-	1,59	+249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5	+242	-	1,59	-47	+249	-	IVa	-	2				
MS1	0002	20 100 150	IH; IH; IH	0010-MS1	0002-MS1, 0001-MS1	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	1,1	1,4	+238	-	1,59	+249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5	+242	-	1,59	-47	+249	-	IVa	-	1 1				
SC	0001	20 150	WT; WT	От 304/1-ПК-9308/В	К титулу 303	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	0,28	0,5	-	-	1	+120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	+55	-	1	-47	+120	-	IVa	-	-				
SC	0002	15 50	ET; ET	0003-SC	0004-SC	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	0,28	0,5	+90	-	1	+120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	+110	-	1	-47	+120	-	IVa	-	-				
SC	0004	150	WT	0004-SC	К 304/1-ПК-9308/А	304_1-TT.AK-0002-1	-	НГ	0,28	0,5	-	-	1	+120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	+55	-	1	-47	+120	-	IVa	-	-				
MS1	0001	250	IH	0016-MS1	0003-MS1	305-TX.AK-0003-1	-	НГ	-	1,26	-	-	1,59	+259	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5	+242	-	1,59	-47	+259	-	IIIa	-	2				
SC	0001	150 50	WT	Типул 304/1	Сущ. тр-д , рег. №492	303-TC.AK-0003	-	-	0,28	0,35	35	+120	1,0	+120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,35	+39	-	0,35	-47	+120	-	IVa	-	-				
MS1	0002	250 100 50 20	IH	0019-MS1	0028-MS1	303-TC.AK-0003	-	-	1,35	1,59	+231	+249	1,59	+249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,55	+240	-	1,59	-47	+249	-	IVa	-	3 (2гр.)				
MS1	0005	400	IH	Сущ. паропровод №1, рег. №42	0022-MS1	303-TC.AK-0003	-	-	1,35	1,59	+231	+249	1,59	+249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,55	+240	-	1,59	-47	+249	-	IVa	-	3 (2гр.)				
MS1	0006	400 50 32	IH	Сущ. паропровод №2, рег. №43	0021-MS1	303-TC.AK-0003	-	-	1,35	1,59	+231	+249	1,59	+249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,55	+240	-	1,59	-47	+249	-	IVa	-	3 (2гр.)				
MS1	0008	250 50	IH	Сущ. паропровод №1000	0014-MS1	303-TC.AK-0003	-	-	1,26	1,59	+228	+259	1,59	+259	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,26	+228	-	1,59	-47	+259	-	IVa	-	2 (2гр.)				
MS1	0010	250 50	IH	Сущ. паропровод №999	0014-MS1																																										

2	-	Зам.	820-24		21.08.24
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Таблица 1 - Перечень таблиц расчетов толщин стенок труб

Номер расчетной таблицы	Номинальное давление (класс давления)	Основной материал	Прибавка на коррозию	Расчетные условия Трасч/Ррасч	Материал бесшовных труб	Материал сварных труб	Класс трубопровода	Код продукта - Продукт	Примечания
1	PN 16	HTUC	3	-47 °C / PN 16 200 °C / PN 16	09Г2С	К50	G01CE3F00 G01CE3F00VM	HWR1 - Теплофикационная вода 135/65 обратная HWS1 - Теплофикационная вода 135/65 подающая LC - Конденсат водяного пара низкого давления LS - Водяной пар низкого давления SC - Конденсат водяного пара	
2	PN 25	HTUC	3	-47 °C / PN 25 200 °C / PN 25	09Г2С	К50	G02CE3F00VM	MC1 - Конденсат водяного пара среднего давления от MS1 MS1 - Водяной пар среднего давления из сети завода	
3	PN 40	HTUC	3	-47 °C / PN 40 200 °C / PN 40	09Г2С	К50	G04CE3F00 G04CE3F00VM	HSC - Конденсат водяного пара для РОУ/ MC - Конденсат водяного пара среднего давления MS - Водяной пар среднего давления	
4	PN 63	HTUC	3	-47 °C / PN 63 200 °C / PN 63	09Г2С	К60	G06CL3F00VM	HS - Водяной пар высокого давления	

Примечание - HTUC (для классов по ГОСТ): низкотемпературная углеродистая сталь

2	-	Зам.	820-24		21.08.24
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Таблицы расчетов толщин стенок труб

Номер расчетной таблицы		1						
Применяемость класса		PN 16 - 09Г2С/К50 - 3 мм			Расчетные значения DT/DP		-47 °C / PN 16 200 °C / PN 16	
Параметры вакуума DT / DP: 250 °C / PN -1								
Класс трубопровода	P (МПа)	[σ] (МПа)	Φ _y	Коррозия (мм)	Утонение (%)	Применяемые DN		
PN 16	1,6	150	1	3	10	15-40		
PN 16	1,6	150	1	3	15	50-400		
PN 16	1,6	148	1	3	5	500-1400		

Примечания
1 Бесшовная труба из стали 09Г2С
2 Сварная труба из стали класса прочности К50
3 Номинальная толщина стенки принята с учетом воздействия наружного избыточного давления (вакуума)

DN	D (мм)	Минимальная отбраковочная толщина, S _{min} (мм)	Расчетная отбраковочная толщина (мм)	Расчетная толщина стенки SR (мм)	Минимальная толщина стенки по ГОСТ 32388 (мм)	Минимальная номинальная толщина (мм)
15	20	1	1,00	0,11	4,00	4,5
20	25	1	1,00	0,13	4,00	4,5
25	32	1,5	1,50	0,17	4,50	5
32	38	1,5	1,50	0,20	4,50	4,5
40	45	1,5	1,50	0,24	4,50	4,5
50	57	1,5	1,50	0,30	4,50	4,5
65	76	2	2,00	0,40	5,00	5
80	89	2	2,00	0,47	5,00	5
100	108	2	2,00	0,57	5,00	5
125	133	2,5	2,50	0,71	5,50	6
150	159	2,5	2,50	0,84	5,50	6
200	219	2,5	2,50	1,16	5,50	6
250	273	3	3,00	1,45	6,00	8
300	325	3	3,00	1,72	6,00	8
350	377	3,5	3,50	2,00	6,50	9
400	426	4	4,00	2,26	7,00	9
500	530	4	4,00	2,85	7,00	8
600	630	4	4,19	3,39	7,19	10
700	720	4	4,67	3,87	7,67	10
800	820	4	5,21	4,41	8,21	10
1000	1020	4	6,28	5,48	9,28	12
1200	1220	4	7,36	6,56	10,36	14
1400	1420	4	8,43	7,63	11,43	16

2	-	Зам.	820-24		21.08.24
Изм.	Коп.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Номер расчетной таблицы		2				
Применяемость класса		PN 25 - 09Г2С/К50 - 3 мм		Расчетные значения DT/DP		-47 °C / PN 25 200 °C / PN 25
Параметры вакуума DT / DP: 250 °C / PN -1						
Класс трубопровода	P (МПа)	[σ] (МПа)	Φ _y	Коррозия (мм)	Утонение (%)	Применяемые DN
PN 25	2,5	150	1	3	10	15-40
PN 25	2,5	150	1	3	15	50-400
PN 25	2,5	148	1	3	5	500-1400

Примечания

1 Бесшовная труба из стали 09Г2С

2 Сварная труба из стали класса прочности К50

3 Номинальная толщина стенки принята с учетом воздействия наружного избыточного давления (вакуума)

DN	D (мм)	Минимальная отбраковочная толщина, S _{min} (мм)	Расчетная отбраковочная толщина (мм)	Расчетная толщина стенки SR (мм)	Минимальная толщина стенки по ГОСТ 32388 (мм)	Минимальная номинальная толщина (мм)
15	20	1	1,00	0,17	4,00	4,5
20	25	1	1,00	0,21	4,00	4,5
25	32	1,5	1,50	0,26	4,50	5
32	38	1,5	1,50	0,31	4,50	4,5
40	45	1,5	1,50	0,37	4,50	4,5
50	57	1,5	1,50	0,47	4,50	4,5
65	76	2	2,00	0,63	5,00	5
80	89	2	2,00	0,74	5,00	5
100	108	2	2,00	0,89	5,00	5
125	133	2,5	2,50	1,10	5,50	6
150	159	2,5	2,50	1,31	5,50	6
200	219	2,5	2,71	1,81	5,71	6
250	273	3	3,46	2,26	6,46	8
300	325	3	3,89	2,69	6,89	8
350	377	3,5	4,47	3,12	7,47	9
400	426	4	4,87	3,52	7,87	9
500	530	4	5,24	4,44	8,24	10
600	630	4	6,08	5,28	9,08	10
700	720	4	6,83	6,03	9,83	10
800	820	4	7,67	6,87	10,67	12
1000	1020	4	9,34	8,54	12,34	14
1200	1220	4	11,02	10,22	14,02	16
1400	1420	4	12,69	11,89	15,69	16

2	-	Зам.	820-24		21.08.24
Изм.	Коп.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Номер расчетной таблицы	3					
Применяемость класса	PN 40 - 09Г2С/К50 - 3 мм			Расчетные значения DT/DP	-47 °C / PN 40 200 °C / PN 40	
Параметры вакуума DT / DP: 250 °C / PN -1						
Класс трубопровода	P (МПа)	[σ] (МПа)	Φ _y	Коррозия (мм)	Утонение (%)	Применяемые DN
PN 40	4,0	150	1	3	10	15-40
PN 40	4,0	150	1	3	15	50-400
PN 40	4,0	148	1	3	5	500-1400

Примечания

1 Бесшовная труба из стали 09Г2С

2 Сварная труба из стали класса прочности К50

3 Номинальная толщина стенки принята с учетом воздействия наружного избыточного давления (вакуума)

DN	D (мм)	Минимальная отбраковочная толщина, S _{min} (мм)	Расчетная отбраковочная толщина (мм)	Расчетная толщина стенки SR (мм)	Минимальная толщина стенки по ГОСТ 32388 (мм)	Минимальная номинальная толщина (мм)
15	20	1	1,00	0,26	4,00	4,5
20	25	1	1,00	0,33	4,00	4,5
25	32	1,5	1,50	0,42	4,50	5
32	38	1,5	1,50	0,50	4,50	4,5
40	45	1,5	1,50	0,59	4,50	4,5
50	57	1,5	1,50	0,75	4,50	4,5
65	76	2	2,00	1,00	5,00	5
80	89	2	2,00	1,17	5,00	5
100	108	2	2,32	1,42	5,32	6
125	133	2,5	2,65	1,75	5,65	6
150	159	2,5	2,99	2,09	5,99	6
200	219	2,5	4,01	2,88	7,01	7,5
250	273	3	4,79	3,59	7,79	8
300	325	3	5,93	4,28	8,93	11
350	377	3,5	6,61	4,96	9,61	11
400	426	4	7,41	5,61	10,41	12
500	530	4	7,87	7,07	10,87	12
600	630	4	9,20	8,40	12,20	14
700	720	4	10,40	9,60	13,40	14
800	820	4	11,73	10,93	14,73	16
1000	1020	4	14,50	13,60	17,50	18
1200	1220	4	10,87	16,27	20,37	22
1400	1420	4	20,13	18,93	23,13	24

2	-	Зам.	820-24		21.08.24
Изм.	Коп.уч	Лист	Надок.	Подп.	Дата

Номер расчетной таблицы	4					
Применяемость класса	PN 63 - 09Г2С/К60 - 3 мм			Расчетные значения DT/DP	-47 °C / PN 63 200 °C / PN 63	
Параметры вакуума DT / DP: 250 °C / PN -1						
Класс трубопровода	P (МПа)	[σ] (МПа)	Φ _y	Коррозия (мм)	Утонение (%)	Применяемые DN
PN 63	6,3	150	1	3	10	15-40
PN 63	6,3	150	1	3	15	50-400
PN 63	6,3	229	1	3	5	500-1000

Примечания

1 Бесшовная труба из стали 09Г2С

2 Сварная труба из стали класса прочности К60

3 Номинальная толщина стенки принята с учетом воздействия наружного избыточного давления (вакуума)

DN	D (мм)	Минимальная отбраковочная толщина, S _{min} (мм)	Расчетная отбраковочная толщина (мм)	Расчетная толщина стенки SR (мм)	Минимальная толщина стенки по ГОСТ 32388 (мм)	Минимальная номинальная толщина (мм)
15	20	1	1,00	0,41	4,00	4,5
20	25	1	1,01	0,51	4,01	5
25	32	1,5	1,50	0,66	4,50	5
32	38	1,5	1,50	0,78	4,50	4,5
40	45	1,5	1,50	0,93	4,50	5,5
50	57	1,5	2,00	1,17	5,00	5,5
65	76	2	2,46	1,56	5,46	6
80	89	2	2,73	1,83	5,73	6
100	108	2	3,35	2,22	6,35	7,5
125	133	2,5	3,79	2,74	6,79	7
150	159	2,5	4,47	3,27	7,47	8
200	219	2,5	5,85	4,50	8,85	9
250	273	3	7,42	5,62	10,42	12
300	325	3	8,63	6,68	11,63	13
350	377	3,5	9,70	7,75	12,70	13
400	426	4	10,86	8,76	13,86	14
500	530	4	7,99	7,19	10,99	12
600	630	4	9,35	8,55	12,35	14
700	720	4	10,57	9,77	13,57	14
800	820	4	11,93	11,13	14,93	16
1000	1020	4	14,74	13,84	17,74	18

2	-	Зам.	820-24		21.08.24
Изм.	Коп.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата

2	-	Нов.	820-24		21.08.24
Изм.	Коп.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

(ПАО «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ»)

№ 24669-ИсхП

от 02.11.2022

Главному инженеру проекта,
АО «НИПИГАЗ»

А.И. Соловьеву

e-mail: NKNH-NIPI@nipigas.ru

ENG

**Касается технических условий на подключение
к трубопроводу пара СД для ЗФУ (тит.305)**

Уважаемый Андрей Игоревич!

В ответ на ваше письмо № 0022.2022-NPG-NKNH-LET-00201 от 12.08.2022 г., для разработки рабочей и проектной документации «Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тысяч тонн в год на площадке ПАО «Нижнекамскнефтехим» прошу Вас руководствоваться следующими техническими условиями на подключение к трубопроводу пара среднего давления (далее СД) для подачи в тит.305 закрытой факельной установки (далее по тексту – ЗФУ) производства Гексен-1.

1. Источник пароснабжения: АО «ТГК-16» ТЭЦ (ПТК-1). Балансовая принадлежность магистральной сети – цех №5157 (производство №4204).

2. Рабочие параметры в точке подключения:

- расчетное давление – 15,9 кгс/см²;
- расчетная температура, °C – 259 °C;
- давление рабочее ≈ 12,6 кгс/см²;
- температура рабочая, °C ≈ 228 °C.

3. Предусмотреть проектом подключение вновь проектируемого паропровода к существующим трубопроводам пара рег.№999 и рег.№1000. Точное место определить проектом в районе ряда А МЦК 32 квартала. Существующие трубопроводы пара проложены с изоляцией без теплоспутника.

Параметры существующего трубопровода:

- диаметры трубопроводов, мм – 426x10;
- материал трубопроводов – сталь 20

4. Расход пара на паровую завесу тит.305 производства Гексен-1 – 25000 кг/час, режим потребления – во время аварийной ситуации.

5. Категория трубопровода пара - 4

6. Предусмотреть устройство площадки обслуживания (при необходимости).

7. Прокладку трубопровода произвести в соответствии с требованиями ФНиП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» №536 от 15.12.2020 г., Технический регламент Таможенного союза 032/2013 «О безопасности

ОКПО 0566801
ОГРН 1021602502316
ИНН 1651000010
КПП 165101001

тел.: +7 (8555) 37-70-09
+7 (8555) 37-94-50
e-mail: nknh@nknh.ru
www.nknh.ru

ПАО «Нижнекамскнефтехим»
ул.Соболевская, здание 23, офис 129
г.Нижнекамск, Республика Татарстан,
РФ, 423574

Передаваемая информация не предназначена для публичного использования. Прямое публичное раскрытие прилагаемых данных через распространение в средствах массовой информации, размещение на сайтах или иным способом требует предварительного согласия со стороны ПАО «Нижнекамскнефтехим»

2	-	Нов.	820-24		21.08.24
Изм.	Коп.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

оборудования, работающего под избыточным давлением», ПТЭТЭ, СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети», СП 124.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 42-02-2003 «Тепловые сети», и другой действующей НТД на проектирование паропроводов.

8. Выбор теплоизоляционного материала и проектного уровня защиты выполнить исходя из оптимальной энергетической эффективности в течение проектного срока эксплуатации в соответствии с требованиями СТП СР/05-02-02/ПрФ01 «Процедура функции. Управление надежностью и эффективностью систем энергообеспечения предприятий ПАО «СИБУР Холдинг», Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 N 536 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением и Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 229 от 19 июня 2003 г.

9. В целях коммерческого учета отпускаемой тепловой энергии, в проекте предусмотреть организацию коммерческого учета тепловой энергии в соответствии с «Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации №1034 от 18.12.2013 г. и Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 года №102-ФЗ. Данные с узла учета выдавать в компьютерную сеть ПАО «Нижнекамскнефтехим» - АСОДУ «Энергоресурсы».

10. Проект согласовать с Энергопроизводством ПАО «Нижнекамскнефтехим» и предоставить в электронном виде в производство №4204.

11. Перед началом проведения работ на паропроводах выполнить экспертизу промышленной безопасности рабочей документации в установленном порядке и предоставить оригинал экспертизы в производство №4204 ПАО «Нижнекамскнефтехим».

12. Выполнить экспертизу промышленной безопасности оценки соответствия обязательным требованиям промышленной безопасности применяем на опасном производственном объекте после проведения работ на паропроводах и предоставить оригинал экспертизы в производство №4204 ПАО «Нижнекамскнефтехим».

13. Оригинал или заверенную копию проверенной исполнительно-технической документации предоставить в производство №4204 ПАО «Нижнекамскнефтехим».

10. Срок действия технических условий – 3 года.

Приложение: Паспорт трубопровода рег.№ 999, 1000

С уважением,

Директор Энергопроизводства

В.А. Мельников

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Проект выполнен в соответствии со следующей нормативно-технической документацией:

- Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ. «Об обеспечении единства измерений»;
- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 19.07.2011 №248-ФЗ О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с реализацией положений Федерального закона «О техническом регулировании»;
- Федеральный закон от 27.12.2002 №184-ФЗ «О техническом регулировании».
- Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (ред. от 26.03.2014 г.);
- ТР ТС 004/2011 Технический регламент таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» утвержденный решением Комиссии Таможенного союза от 16.08.2011 N 004/2011;
- ТР ТС 010/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» утвержденный решением Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 № 823;
- ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах». Утвержден Решением Комиссии Таможенного Союза от 18 октября 2011 г. №825;
- СП 131.13330.2020 Строительная климатология;
- Технический регламент Таможенного союза от 09.12.2011 ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов;
- Технический регламент Таможенного союза от 02.07.2013 ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- Постановление Правительства РФ от 31 октября 2009 г. №879 Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации;
- ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Единицы величин;

Взам. инв. №		безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;						
		– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»;						
Подп. и дата		– Постановление Правительства РФ от 31 октября 2009 г. №879 Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации;						
		– ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Единицы величин;						
Инв. № подл.	00039746							
							13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	Лист
2	-	Зам.	820-24		21.08.24	161		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата			

- Постановление Правительства РФ от 18.11.2013 №1034 О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя;
- ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением». Утвержден Решением Евразийской экономической комиссии от 02 июля 2013 г. №41;
- ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент»;
- ГОСТ 10705-80 «Трубы стальные электросварные. Технические условия»;
- ГОСТ 11066-74 «Лаки и эмали кремнийорганические термостойкие. Технические условия»;
- ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
- ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;
- ГОСТ 12.2.007.0-75 «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ Р 21.101-2020 «Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)
- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- ГОСТ 3262-75 «Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия»;
- ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»;
- ГОСТ 17433-80 (СТ СЭВ 1704-79) «Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности»;
- ГОСТ 19710-2019 «Этиленгликоль. Технические условия»;
- ГОСТ 30244-94 «Материалы строительные. Методы испытаний на горючесть»;
- ГОСТ 30804.6.2-2013 (IEC 61000-6-2:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний
- ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности»;
- ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017) Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные

Взам. инв. №		Подп. и дата		ГОСТ 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2 «Спецификация технических условий»;					
				ГОСТ 30244-94 «Материалы строительные. Методы испытаний на горючесть»;					
Инв. № подл.	00039746			ГОСТ 30804.6.2-2013 (IEC 61000-6-2:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний					
				ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности»;					
				ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017) Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные					

- ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
- ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия»;
- ГОСТ 5631-79 «Лак БТ-577 и краска БТ-177. Технические условия»;
- ГОСТ 6465-76 «Эмали ПФ-115. Технические условия»;
- ГОСТ 8732-78 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент»;
- ГОСТ 8733-74 «Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования»;
- ГОСТ 8734-75 «Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент»;
- ГОСТ Р 55596-2013 «Сети тепловые. Нормы и методы расчета на прочность и сейсмические воздействия»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- ГОСТ 14254-2015 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP);
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Шестое издание. Дополненное с исправлениями»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Седьмое издание»;
- Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок;
- СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003»;
- СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»;
- СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства»;
- СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации»;
- СП 423.1325800 «Электроустановки низковольтные зданий и сооружений. Правила проектирования во взрывоопасных зонах»;
- СТП СР /05-03-01/ПрФ04 Процедура функции по проектированию и эксплуатации КИПиА и АСУ ТП на предприятиях ПАО «СИБУР Холдинг»;
- ТУ-газ-86 Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов.

Инв. № подл.	00039746	Взам. инв. №	Подп. и дата	СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства»; СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации»; СП 423.1325800 «Электроустановки низковольтные зданий и сооружений. Правила проектирования во взрывоопасных зонах»; СТП СР /05-03-01/ПрФ04 Процедура функции по проектированию и эксплуатации КИПиА и АСУ ТП на предприятиях ПАО «СИБУР Холдинг»; ТУ-газ-86 Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов.							
2	-	Зам.	820-24		21.08.24	13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата						163

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Выполненный раздел	Отдел, должность, И.О. Фамилия	Подпись Дата
	ТГС	
Разделы 1...3, 5...8, 10, 11. Подраздел 4.2	Гл. спец. А.В. Проданов	
	Эксперт Е.Д. Плысычева	
	МО	
Подраздел 4.1	Гл. спец. К.Ю. Белоконь	
	Гл. эксперт. В.С. Миронюк	
	ИиЭО	
Подраздел 4.3	Гл. спец. А.А. Антипин	
	КИА	
Раздел 9	Гл. спец. М.Ю. Вершинина	
	АСУ	
Подраздел 9.3	Гл. эксперт. Е.А. Горбунов	

Инв. № подл.	00039746	Взам. инв. №		Подп. и дата	
2	-	Зам.	820-24	21.08.24	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата
13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2					Лист
					164

Таблица регистрации изменений

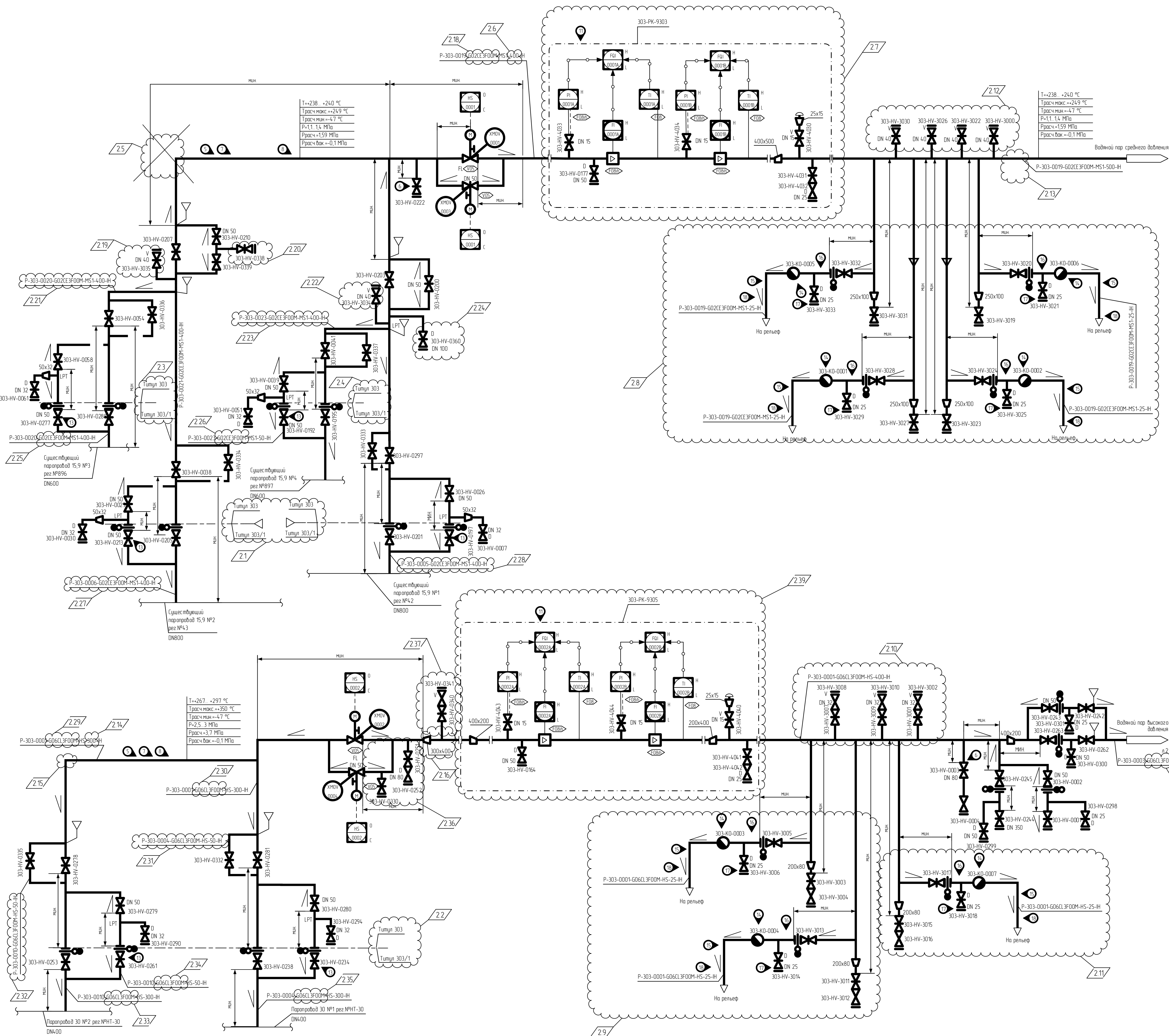
[illegible]

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
00039746		

2	-	-	820-24		21.08.24	13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2	Лист
1	-	-	97-23		02.23		165
Изм.	Кол. вч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Экспликация трубопроводов

Обозначение	Наименование
HS	Водяной пар высокого давления
MS1	Водяной пар среднего давления из сети завода



Общие примечания

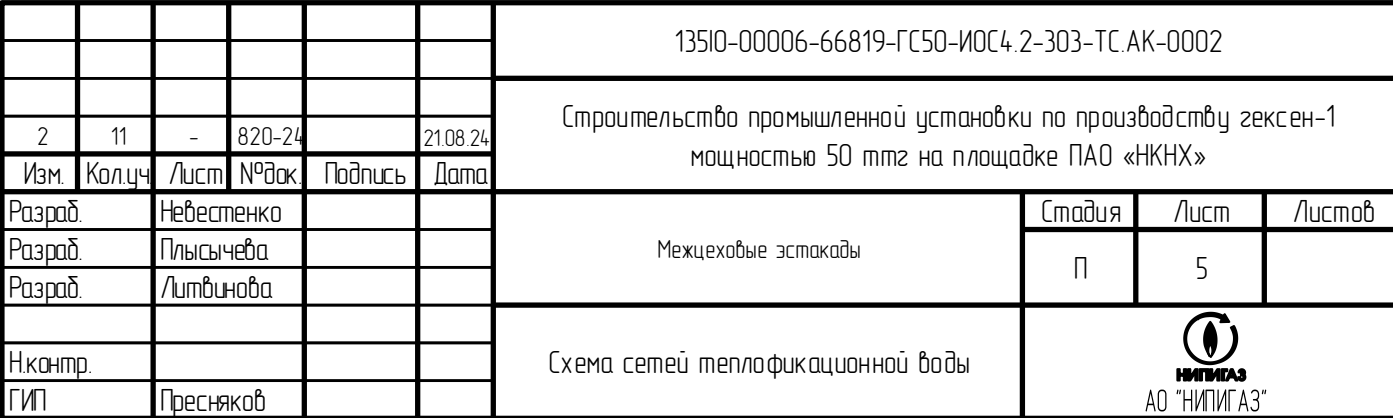
- 1 Условные обозначения оборудования, арматуры, трубопроводов и их элементов, идентификация трубопроводов, средств КИПиА приведены на чертежах 13510-00006-66819-ГС50-ИОС7.2-000-ТХ АК-0001, л.1, л.4.
- 2 Типовые обвязки приборов КИПиА и средств автоматизации приведены на чертежах 13510-00006-66819-ГС50-ИОС7.2-000-ТХ АК-0001, л.5, л.13.

Примечания

- 3 Узел учета размещать в непосредственной близости к точке подключения.
- 4 Опломбировать в закрытом состоянии.
- 5 Выполнить прокладку тепловых сетей в соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» СНиП 3.05.03 «Тепловые сети». Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением". Правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок.
- 6 Штуцер для прогрева и продувки паропровода при пуске направить в безопасное место, в противоположную сторону от площадок обслуживания и других мест, где возможно нахождение персонала.
- 7 Запорную арматуру установить в непосредственной близости к месту подключения к коллектору на эстакаде. В верхних точках трубопроводов предусмотреть установку воздушников. В нижних точках трубопроводов предусмотреть дренажи. Расположение спускной (дренажной) арматуры и воздушников предусмотреть на минимальном расстоянии от трубопровода.
- 8 Из паропроводов в нижних точках, на тупиковых участках и перед вертикальными подъемами, а также на прямых участках паропроводов через 500 м предусмотреть непрерывный отвод конденсата через конденсатоотводчики. В этих же местах предусмотреть устройство пускового дренажа паропроводов. Отвод конденсата предусмотреть на зруком и безопасном месте.
- 9 Количество точек пускового и постоянного дренажа будет определено после прокладки трассы монтажных отделов.
- 10 Расчетное давление полного вакуума на трубопроводах пара и конденсата указано на случай нарушения технологического процесса (резкое прекращение подачи пара) и не является рабочим режимом.
- 11 Оборудование комплектной поставки. Схема узла коммерческого учета показана условно и будет уточнена после разработки РКД. Поставщиком.
- 12 Запорная арматура DN 200-500, не оборудованная электроприводом, должна быть укомплектована механическим, стационарным или съемным редуктором.
- 13 Во избежание размораживания бойлса во время эксплуатации держать указанную арматуру в открытом положении.
- 14 Конденсатоотводчик со встроеным фильтром.
- 15 В безопасное место.
- 16 Обвязку конденсатоотводчиков выполнять без жидкостных карманов для защиты от размораживания.
- 17 При останове паропровода в холодное время во избежание размораживания дреназировать участок до конденсатоотводчика и полость конденсатоотводчика через прожку фильтра.
- 18 Закрепить навески с учетом компенсации пульсаций при сбросе пара с высоким перепадом давления.
- 19 Управление/сигнализация состоянием электроприводной арматуры 303-ХМОВ-0001 303-ХМОВ-0004 предусматривается со щита управления КТЦ АО "ТГК-16".
- 20 Передача данных от узлов коммерческого учета 303-РК-9303, 303-РК-9305 предусмотрена в ИСУБ установки Гексен-1, а также в программный комплекс "Энергосфера" АО "ТГК-16".

13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС АК-0002					Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 мтп на площадке ПАО «ННХ»		
Им.	Копец.	Лист	№рек.	Подпись	Дата		
Разроб.	Пыльченко					Межевые эстакады	
Разроб.	Литвинова						
Нконтр.	Гип	Пресняков				Схема сетей пароснабжения	
						Стояка	Лист
						П	1
							5

Инв.№подл	Подпись и дата	В заминд№	Согласовано	
00039746			ИТС (п.стат)	ИТС (п.стат)
			ИТС (п.стат)	ИТС (п.стат)



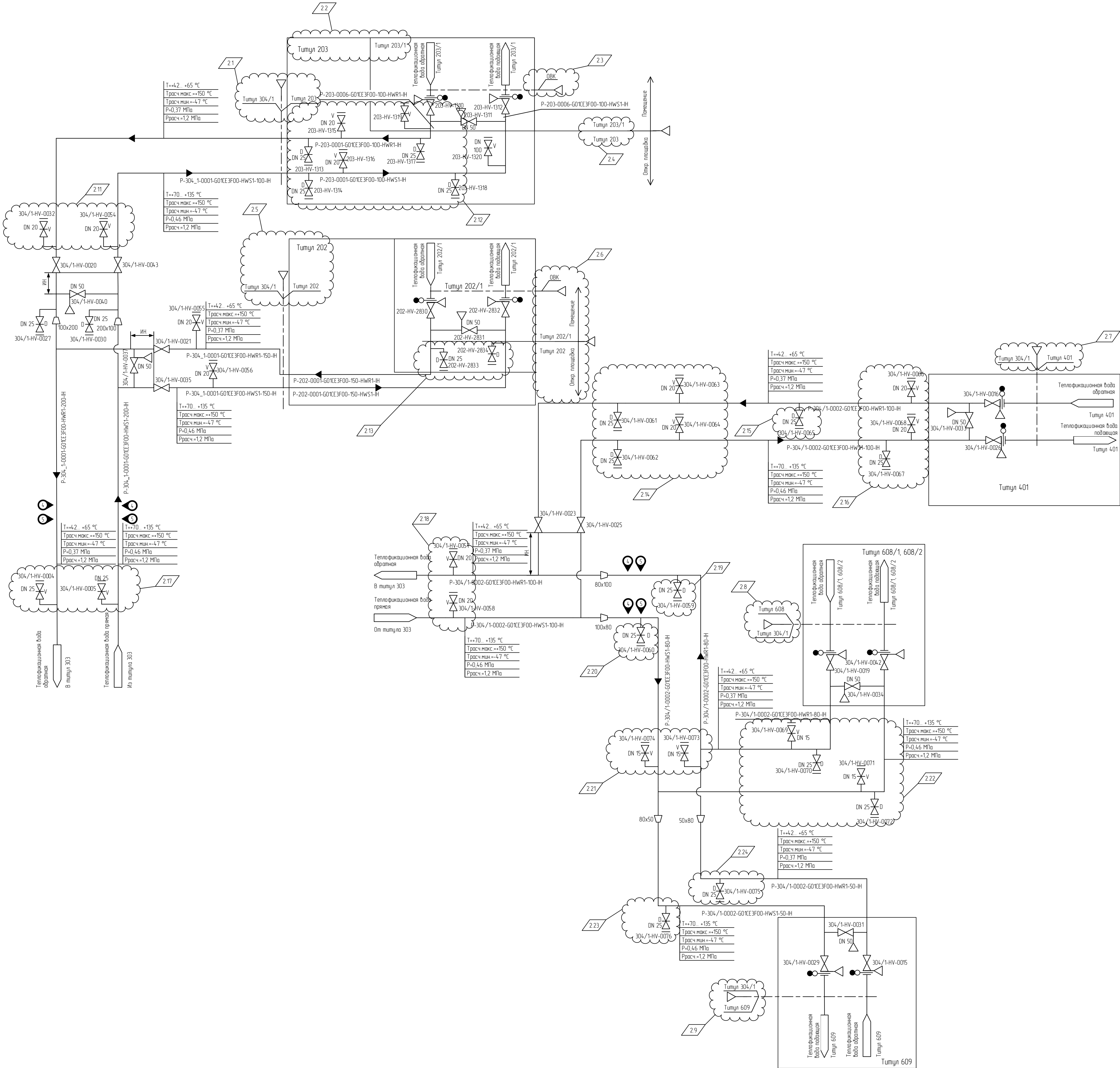
1 Условные обозначения оборудования, арматуры, трубопроводов и их элементов, идентификация трубопроводов, средств КИПиА приведены на чертёжах 13510-00006-66819-ГC50-ИОС7 2-000-ТХ АК-001, п.1.4

2 Условные обозначения приборов КИПиА и средств автоматизации приведены на чертёжах 13510-00006-66819-ГC50-ИОС7 2-000-ТХ АК-001, п.5..п.13.

3. Выполнить прокладку тепловых сетей в соответствии с СП 41-02-2003 (СП 41-02-2003) «Тепловые сети. Актуализированная редакция (СП 41-02-2003)» (СП 41 03 03 «Тепловые сети» Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» Пр. ТР 03/02/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" Правила механической эксплуатации тепловых энергоснабжателей
4. Врежу ответвлений в магистраль (коллекторы тепловых сетей) выполнять сверху. Запорную арматуру устанавливать в непосредственной близости к месту подключения к коллектору на эстакаде. В верхних точках трубопроводов предусматривать установку воздушников. В нижних точках трубопроводов предусматривать дренажи.
5. Схему подключения выполнять согласно Техническим условиям №ТМ24669-Исп1 от 02.22.2022 на подключение в рамках проекта «Строительство промышленной установки Гексен-1» к тепловым сетям ВАО НКНХ;
6. В монтажной части тепловых сетей выполнять на входе в тепловой пункт (внутри помещений) устройство перемычки между подающим и обратным трубопроводами;
7. Уклоны тепловых сетей выполнять с учетом возможности спуска воды в сети канализации через гибкий шланг (размещение спускников в районе расположения приемных устройств канализации);
8. Узел учета разместить в непосредственной близости к точке подключения
9. Выбор типа узла учета осуществлять с учетом минимального гидравлического сопротивления
10. Запорная арматура DN200-500 должна быть универсальной механической, стационарной или съемной редукторной
- 11 В случае возможности размещения запорной арматуры на минимальном расстоянии от брезки, подается линия не делится

Экспликация трубопроводов

Обоз- начение	Наименование
HWR1	Теплофикационная вода 135/65 обратная
HWS1	Теплофикационная вода 135/65 подающая



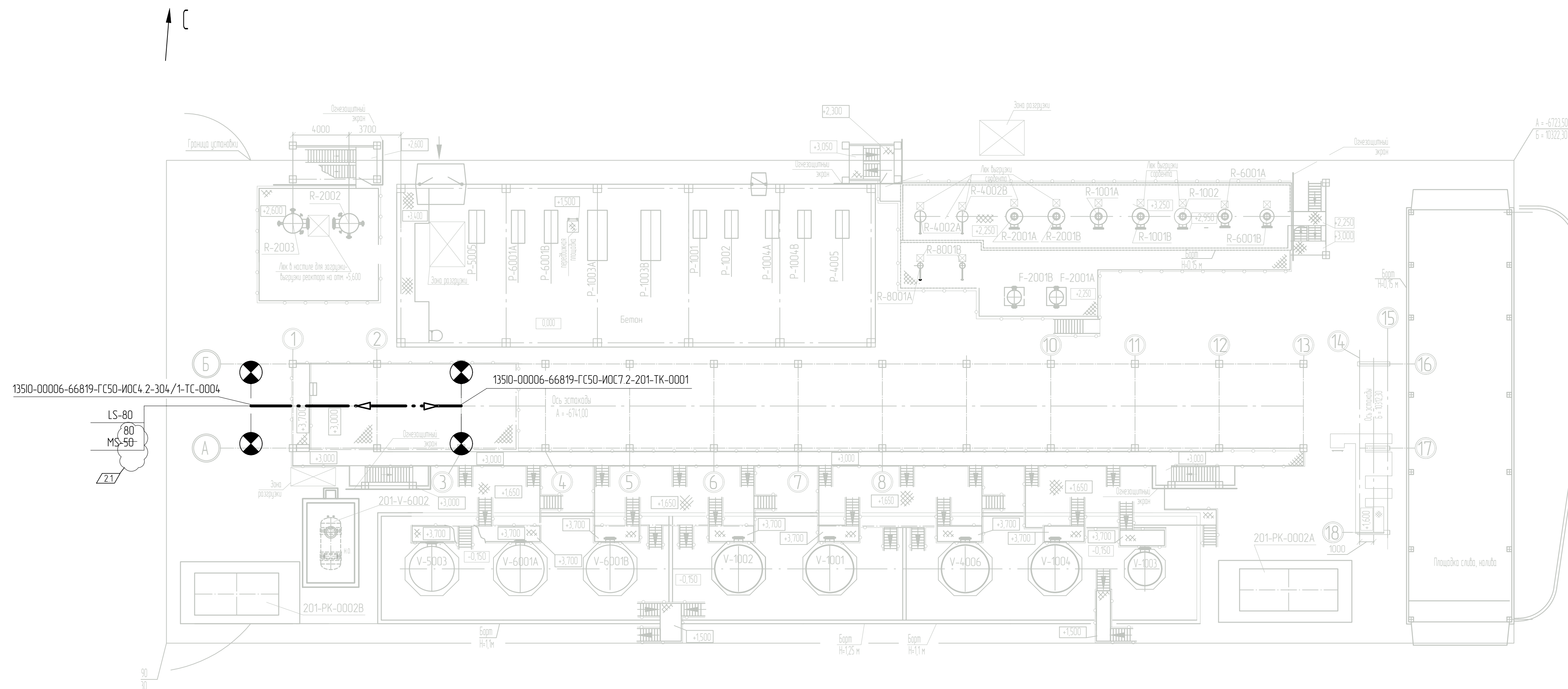
Общие примечания

- 1 Условные обозначения оборудования, арматуры, трубопроводов и их элементов, идентификация трубопроводов, средств КИПиА приведены на чертежах 13510-00006-66819-ГС0-ИОС7.2-000-ТХ АК-0001, л.1, л.4.
- 2 Типовые обвязки приборов КИПиА и средств автоматизации приведены на чертежах 13510-00006-66819-ГС0-ИОС7.2-000-ТХ АК-0001, л.5, л.13.

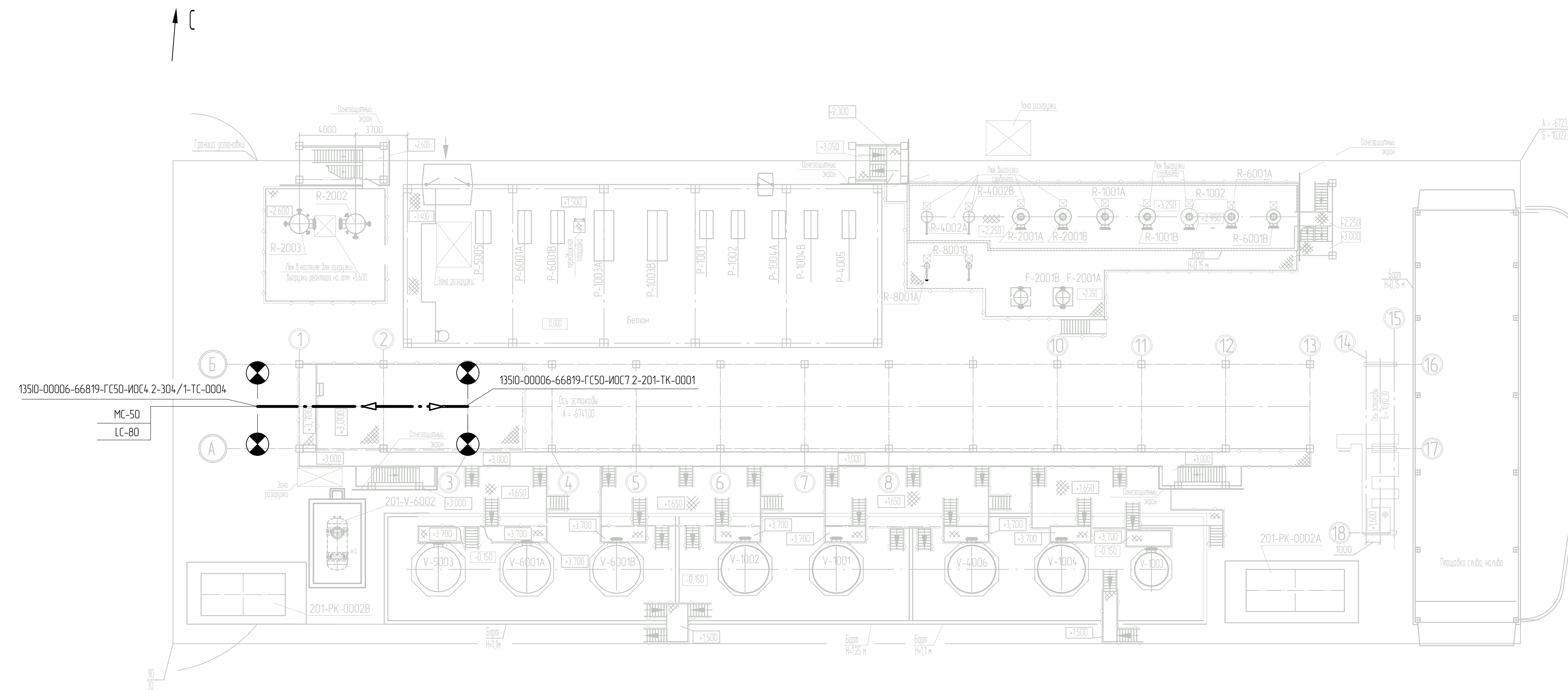
Примечания

- 3 Выполнить прокладку тепловых сетей в соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» (СНиП 3.05.03 «Тепловые сети». Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением». Правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок.
- 4 Врезку отбестенений в магистраль коллекторы теплофикационной воды выполнять сверху. Запорную арматуру устанавливать в непосредственной близости к месту подключения к коллектору на эстакаде. В верхних точках трубопроводов предусмотреть установку воздушников. В нижних точках трубопроводов предусмотреть дренажи.
- 5 Уклоны тепловых сетей выполнять с учетом возможности спуска воды в сети канализации через гибкий шланг (размещение спускников в районе расположения приемных устройств канализации).
- 6 Запорная арматура диаметром 200-500 должна быть укомплектована механическим стационарным или съемным редуктором.

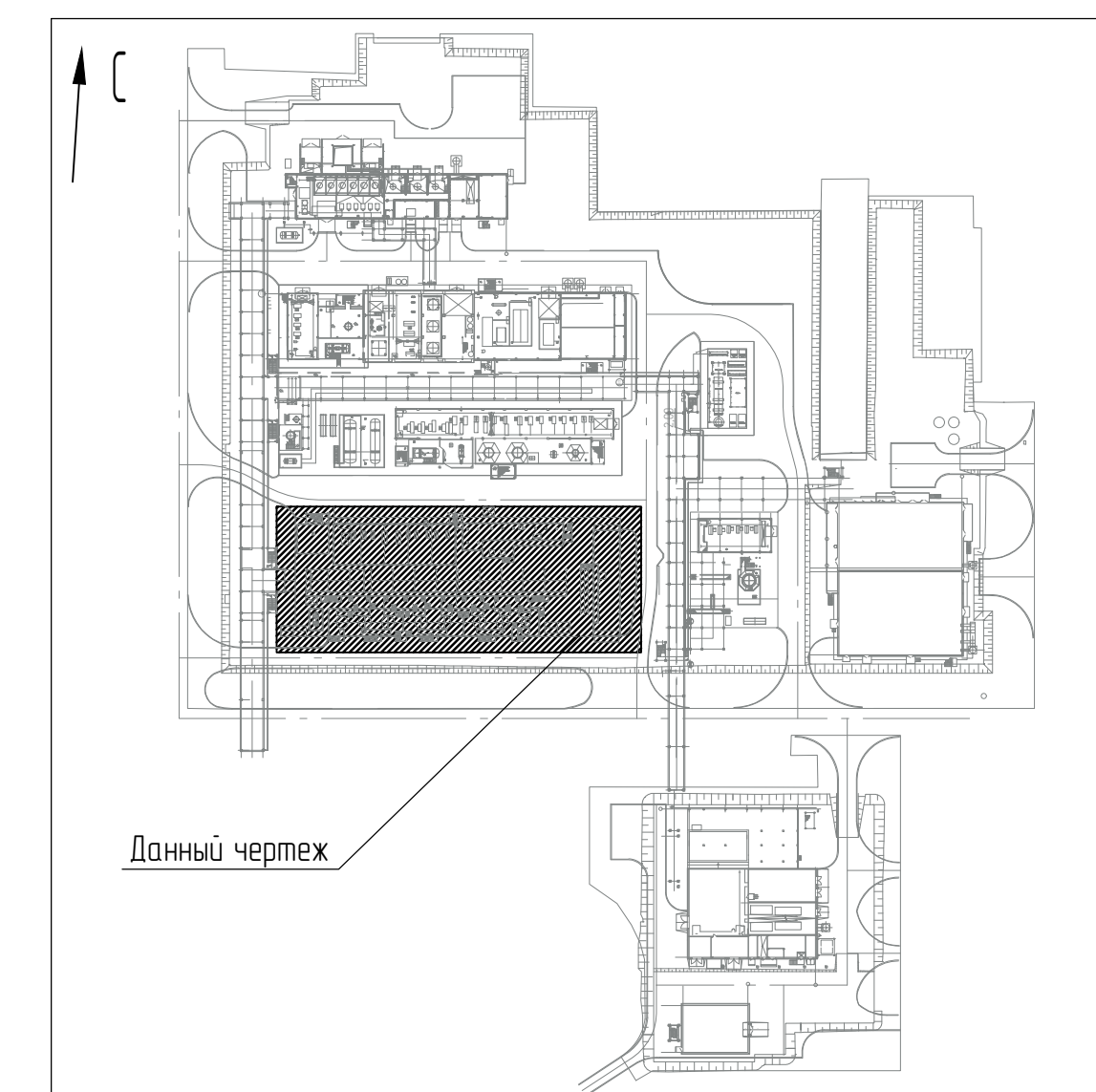
							13510-00006-66819-ГС0-ИОС4.2-304-1-ТС АК-0002
							Строительство промышленной установки по производству сексен-1 мощностью 50 мтпг на площадке ПАО «НКНХ»
Изм.	Кол.	Лист	док	Подпись	Дата		
Разработ	Невестенко						
Разработ	Плысичева						
Разработ	Литвинова						
Инженер							
ГИП	Пресняков						






План сетеј конденсата



Ситуационный план



Условные обозначения

- | | |
|---|--|
| LS | - водяной пар низкого давления |
| MS | - водяной пар среднего давления |
| MC | - конденсат водяного среднего давления |
| LC | - конденсат водяного пара низкого давления |
|  | - граница проектирования |
| ✕ Н.О. | - неподвижная опора |
|  | - проектируемый трубопровод |
|  | - ось существующей эстакады |


1 Технические условия на подключение трубопроводов приведены в документе

13510-00006-66819-ГС50-П32, часть 2 "Исходные данные" инв. № 00040038

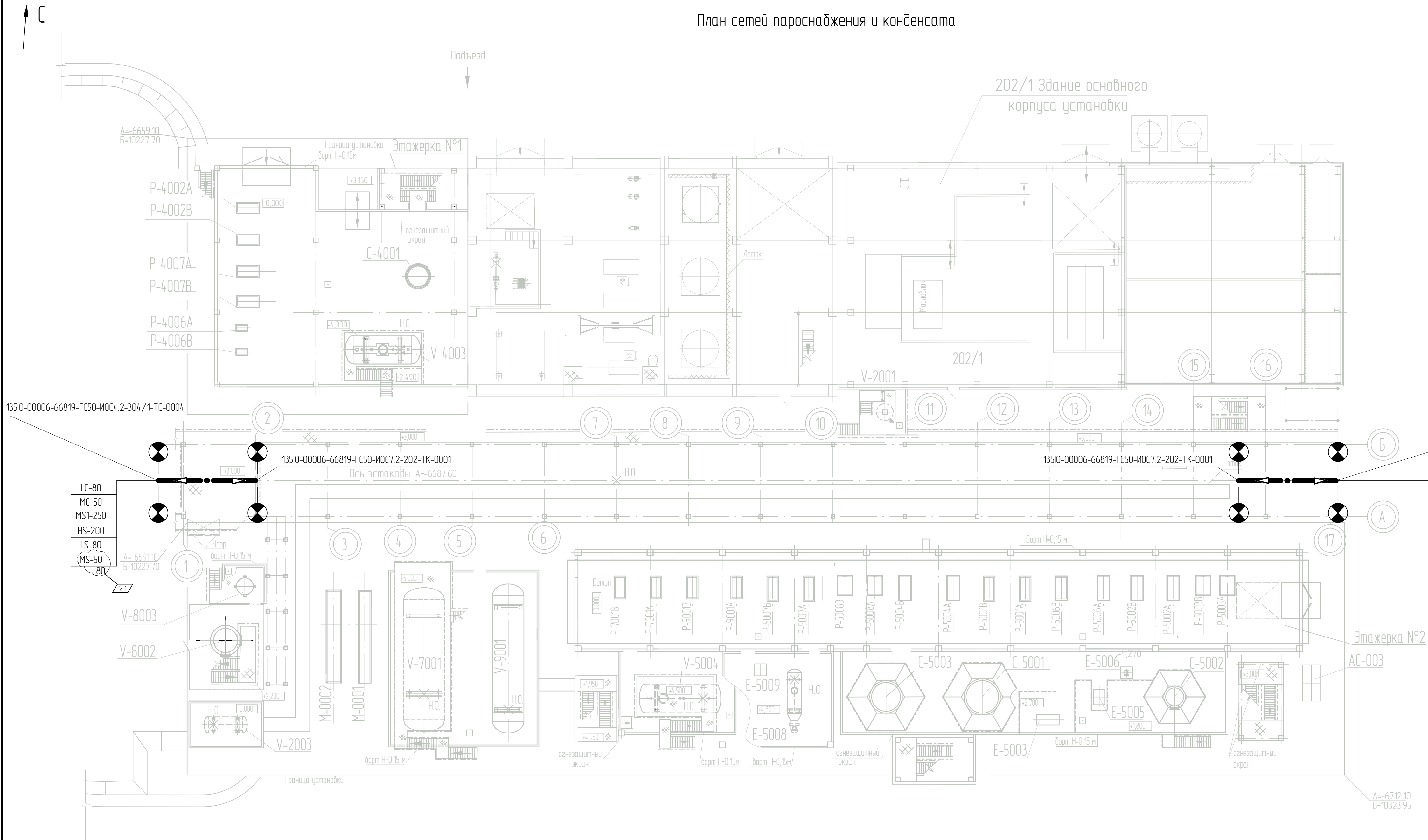
2 Чертеж читать совместно с 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-304/1-ТС-0004
13510-00006-66819-ГС50-ИОС7.2-201-ТК-0001

3 Шаг стоек принят 6 метров, если не указано иное

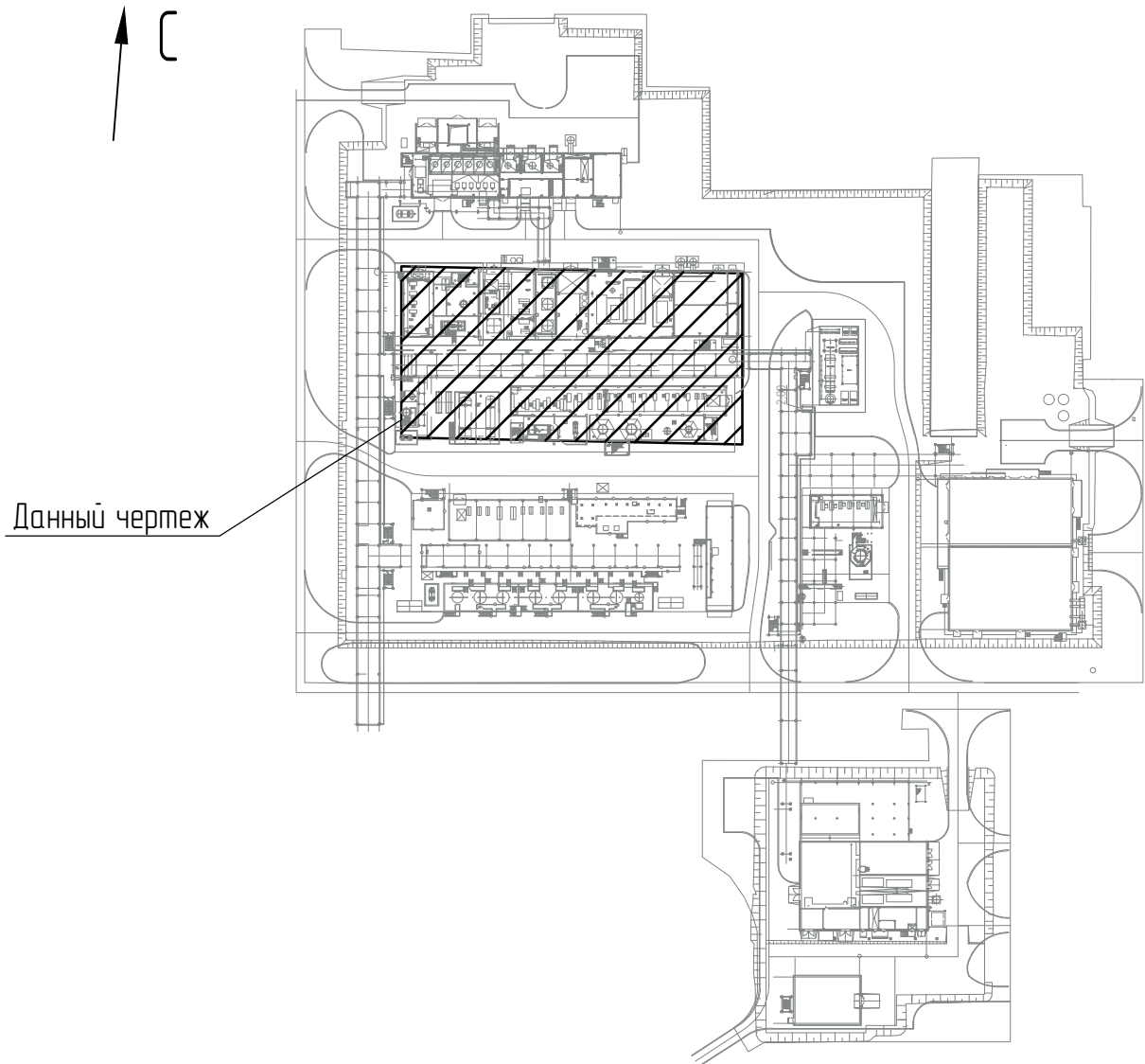
4 Чертеж выполнен в масштабе 1:200

						1310-00006-66819-ГС50-ИДС.4.2-201-ТС-0001		
						Строительство промышленной установки по производству эвксен-1 мощность 50 т/гг на площадке ПАО "НКНХ"		
2	1	-	820-24		21.08.24			
Изм.	Контр.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разроб	Понанарева					Статья	Лист	Листов
Рис. 2в	Шопалов					П		1
Гл. спец.	Белоконь					Прим и описка разработчик (Секция 500, Подзаголовок приложимые хранение и отгрузки товарных производств (Секция 500, 600) Прим и отгрузки товарных производств (Секция 200, 600) Узел очистки этилена		
Н. контр.						План сетей пароснабжения План сетей конденсата		
ГИП	Пресняков					 АО "НКНХ" АЗ		

План сетей пароснабжения и конденсата



Ситуационный план



Условные обозначения

- граница проектирования
- неподвижная опора
- проектируемый трубопровод

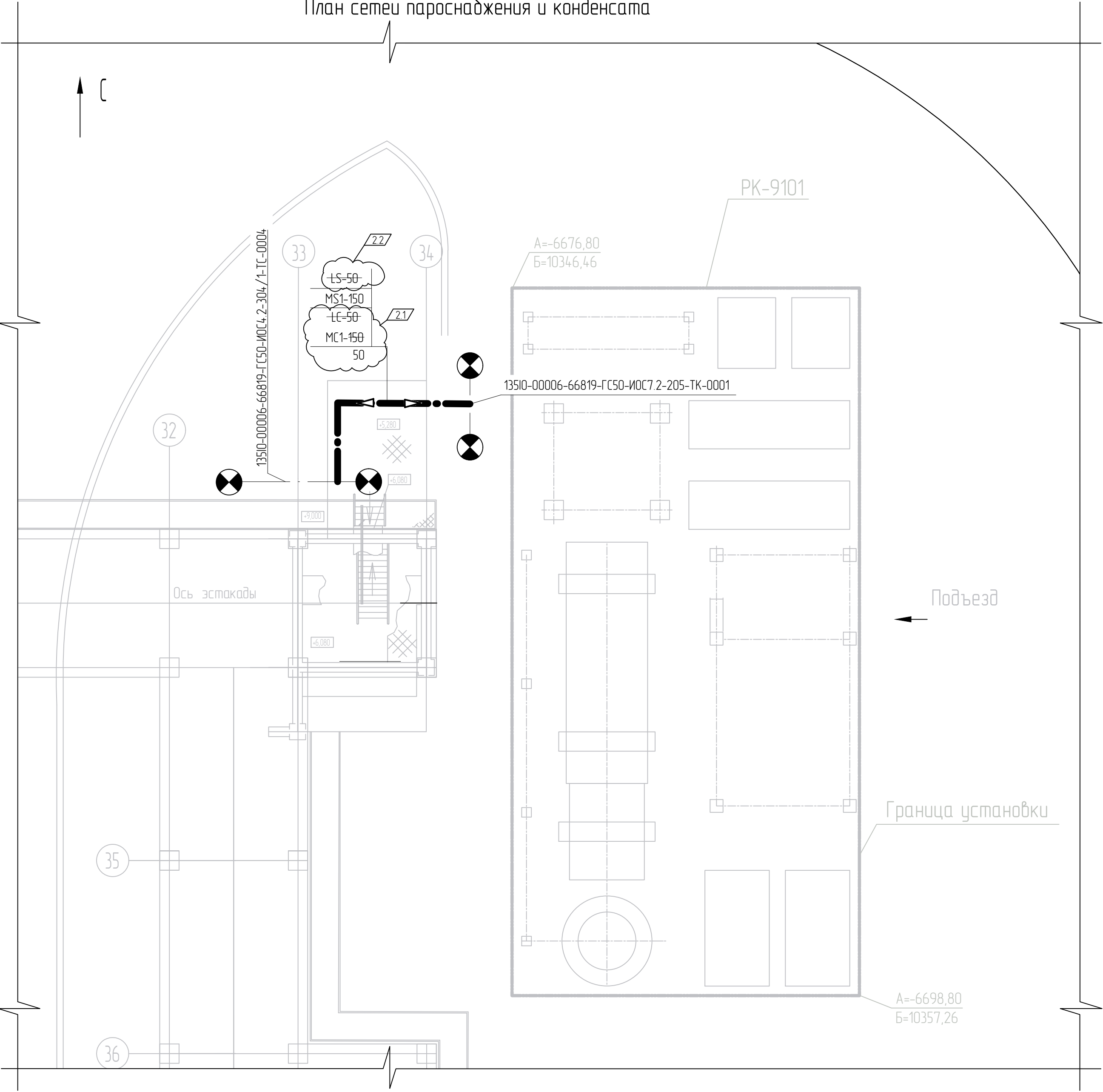
- НРС - конденсат водяного пара высокого давления
- НСС - конденсат водяного пара для РОУ
- ЛС - конденсат водяного пара низкого давления
- НС - водяной пар высокого давления
- МС - водяной пар среднего давления
- МС1 - водяной пар среднего давления из сети завода
- ЛС - водяной пар низкого давления

- МС - конденсат водяного пара среднего давления
- МС1 - конденсат водяного пара среднего давления от МS1
- СС - конденсат водяного пара

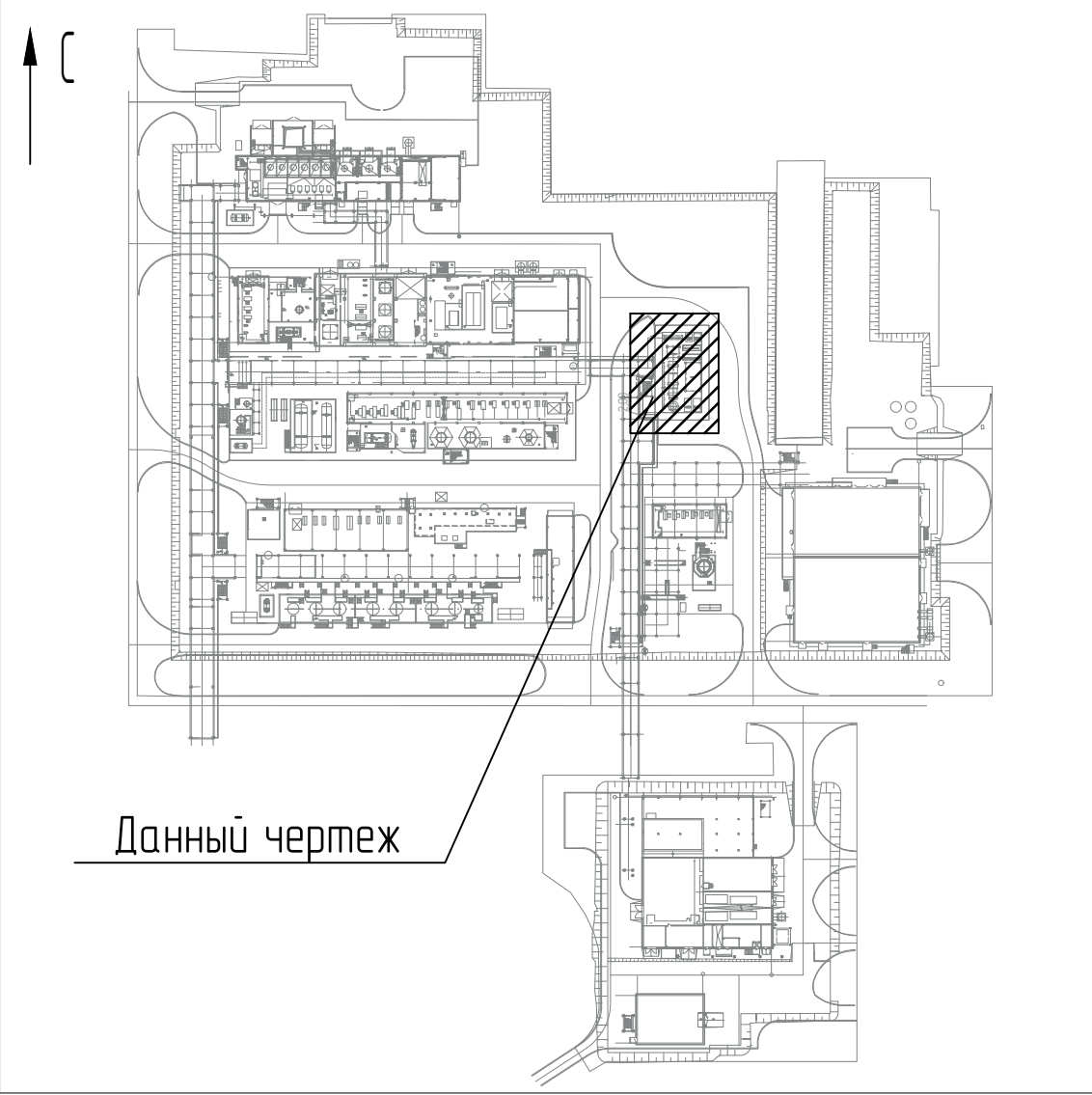
- 1 Технические условия на подключение трубопроводов приведены в документе 13510-00006-66819-ГС0-ИОС4-ПЗ2, часть 2 "Исходные данные" инв. № 00040038
- 2 Чертеж читать совместно с 13510-00006-66819-ГС0-ИОС4.2-304/1-ТС-0004 13510-00006-66819-ГС0-ИОС7.2-202-ТК-0001
- 3 Шаг стоек принят 6 метров, если не указана иное
- 4 Чертеж выполнен в масштабе 1:200

							13510-00006-66819-ГС0-ИОС4.2-202-ТС-0001
							Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 т/гг на площадке ПАО "НКНХ"
2	3	-	820-24			2108.24	
Изм.	Желуч	Лист	№Рек	Подпись	Дата		
Разраб.	Паномарева						Реакторный блок (секция 200). Блок выделения товарного продукта (секция 400). Система вспомогательных сред (секция 500).
Рук. гр.	Шаларов						
Гл. спец.	Белокаев						
Н. контр.							План сетей пароснабжения и конденсата
ГИП	Пресняков						
							ИЗМ 43 АО "НИИ АЗ"

План сетей пароснабжения и конденсата



Ситуационный план



Данный чертеж

- 1 Технические условия на подключение трубопроводов приведены в документе 13510-00006-66819-ГС50-П32, часть 2 "Исходные данные" инв. № 0004-0038
- 2 Чертеж читать совместно с 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-304/1-ТС-0004, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС7.2-205-ТК-0002
- 4 Чертеж выполнен в масштабе 1:100

Условные обозначения

- МС1 - конденсат водяного пара среднего давления из сети завода
- LC - конденсат водяного пар низкого давления
- MS1 - водяной пар среднего давления из сети завода
- LS - водяной пар низкого давления
- — — — — - граница проектирования
- × Н.О. - неподвижная опора
- . — . — . - проектируемый трубопровод

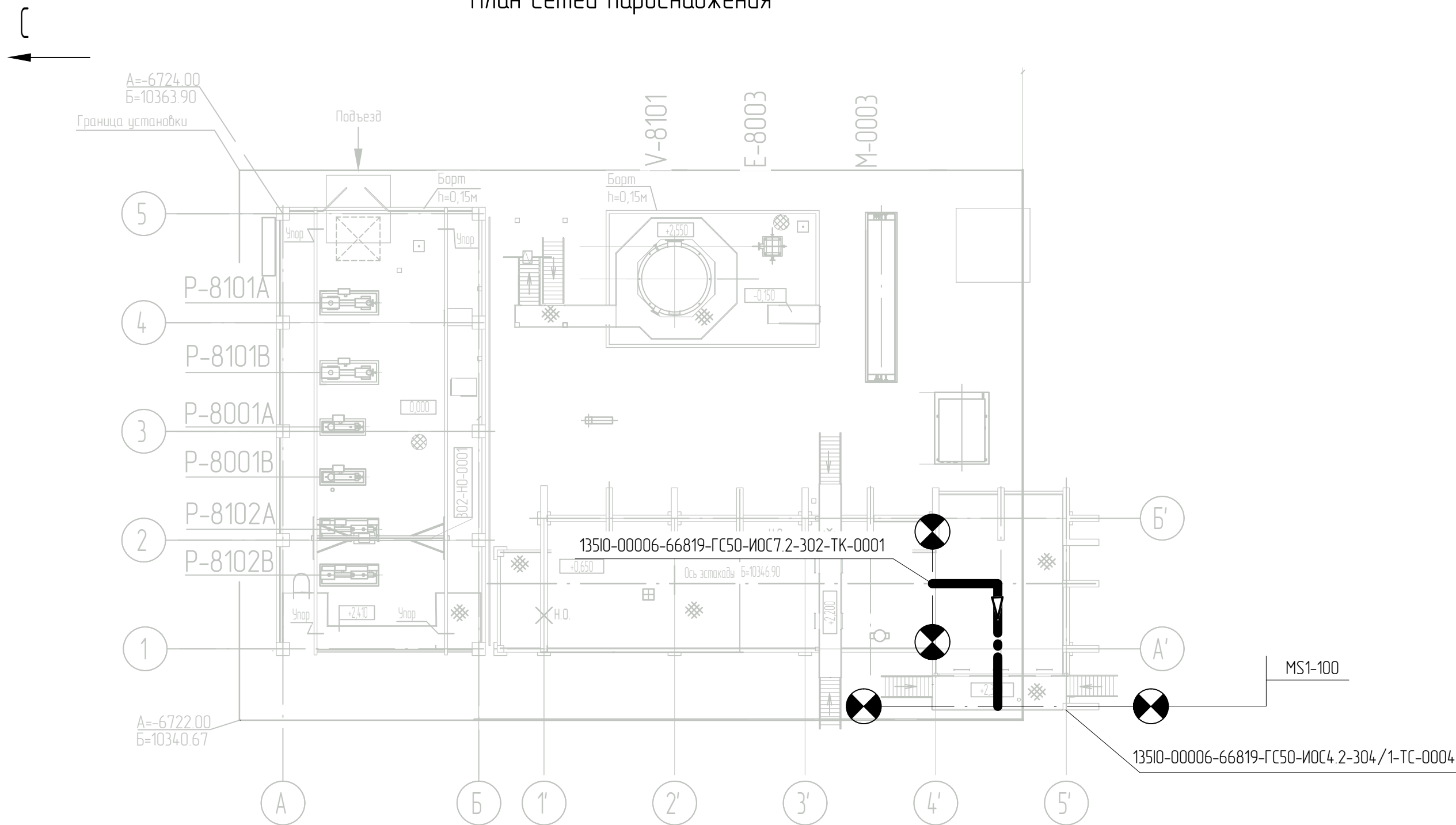
						13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-205-ТС-0001				
2	4	-	820-24		2108.24	Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 ттг на площадке ПАО "НКНХ"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Разраб.	Паномарева									
Рук. гр.	Шалопов									
Гл. спец.	Белокоп									
Н. контр.										
ГИП	Пресняков									
						Узел термического окисления		Стадия	Лист	Листов
								П		1
						План сетей пароснабжения и конденсата		 НИПИ АЗ АО "НИПИГАЗ"		

Изм. №	Изм. №
00039746	

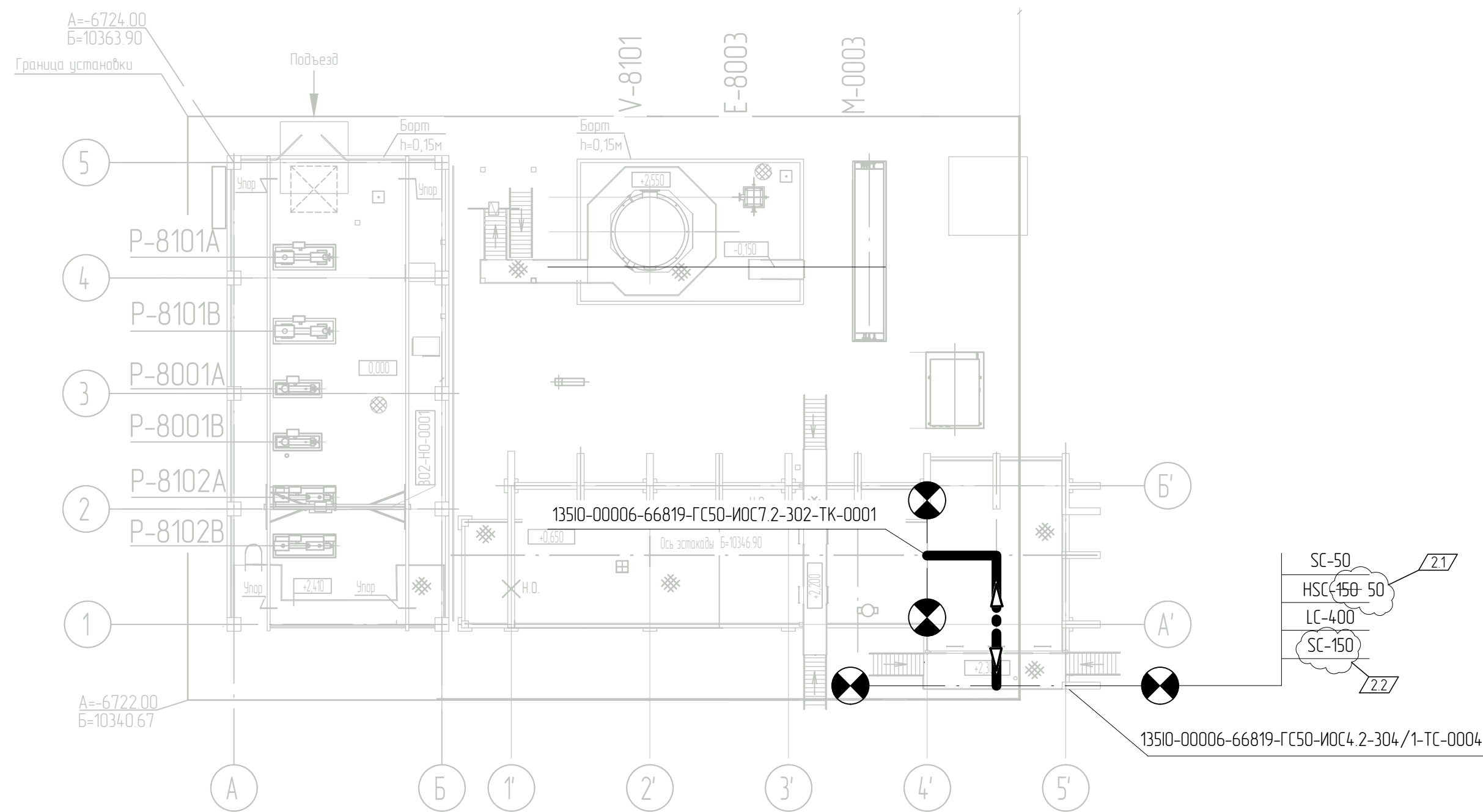
Полн. и дата

Взам. И.И. №

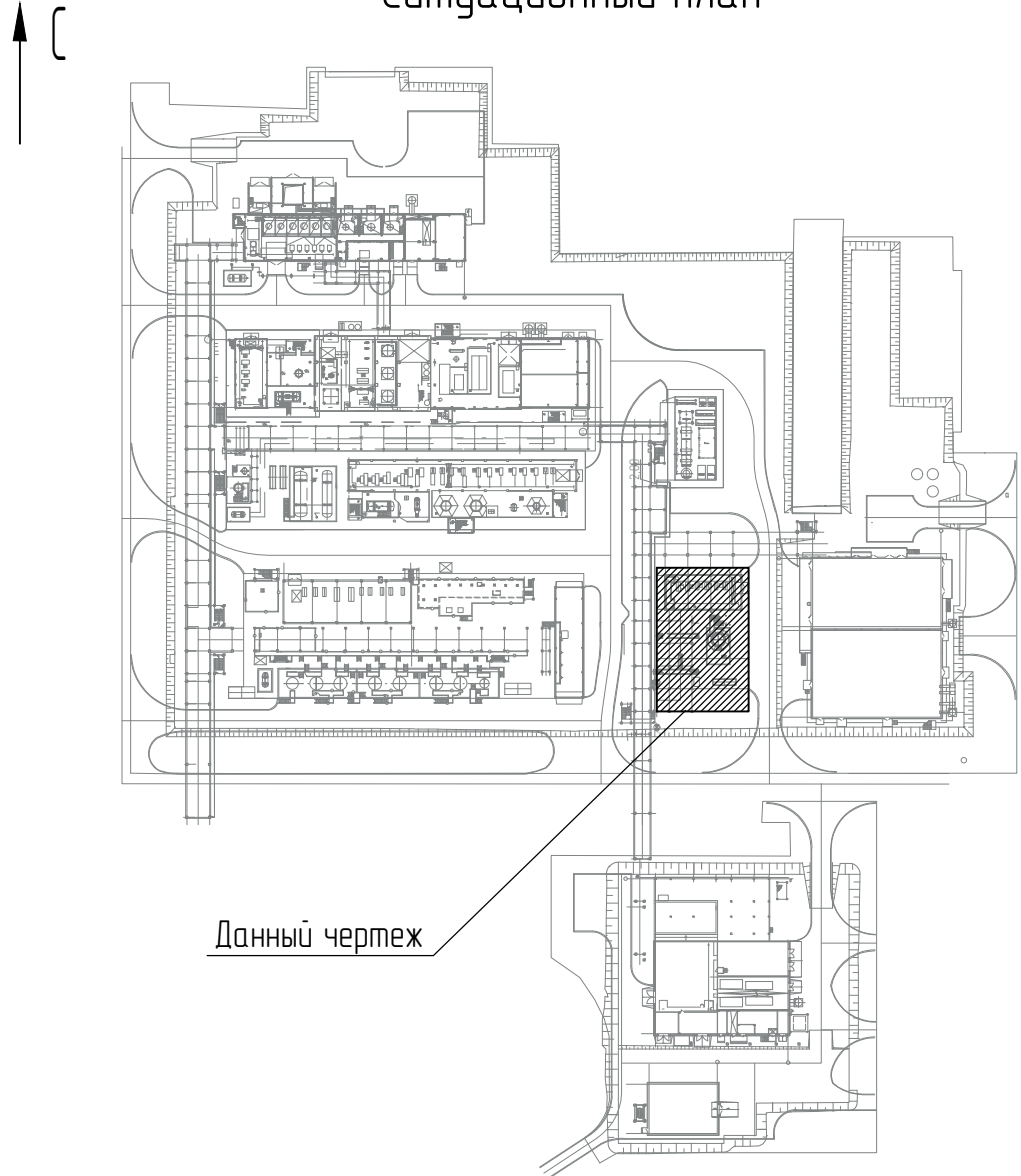
План сетей пароснабжения



План сетей конденсата



Ситуационный план



Условные обозначения

- SC - конденсат водяного пара
- MS1 - водяной пар среднего давления из сети завода
- HSC - конденсат водяного пара для РОУ
- LC - конденсат водяного пара низкого давления
- — ○ - граница проектирования
- × Н.О. - неподвижная опора
- · — - проектируемый трубопровод

- 1 Технические условия на подключение трубопроводов приведены в документе 13510-00006-66819-ГС50-П32, часть 2 "Исходные данные" инв. № 00040038
- 2 Чертеж читать совместно с 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-304/1-ТС-0004
- 3 Шаг стоек принят 6 метров, если не указано иное
- 4 Чертеж выполнен в масштабе 1:200

Инв. №	Взам. Инв. №
00039746	

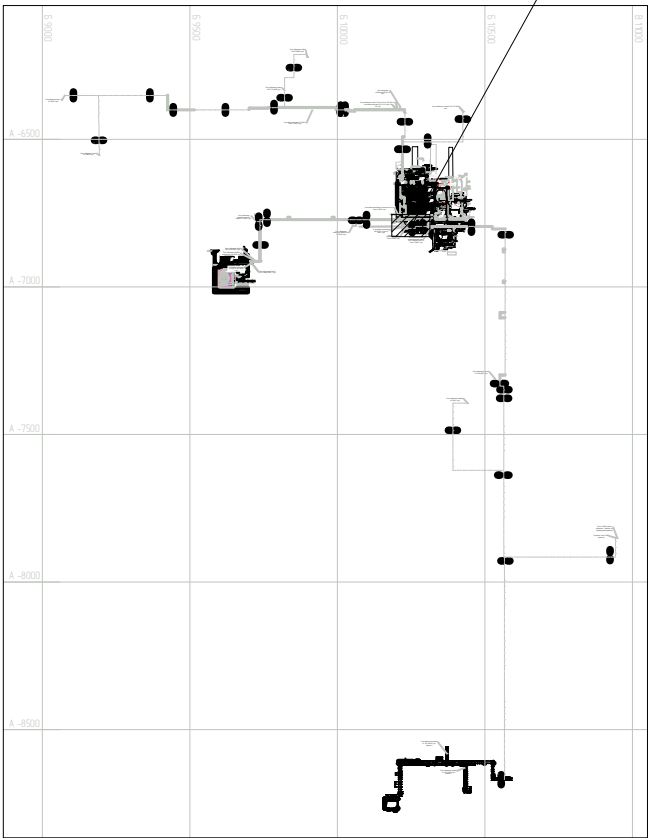
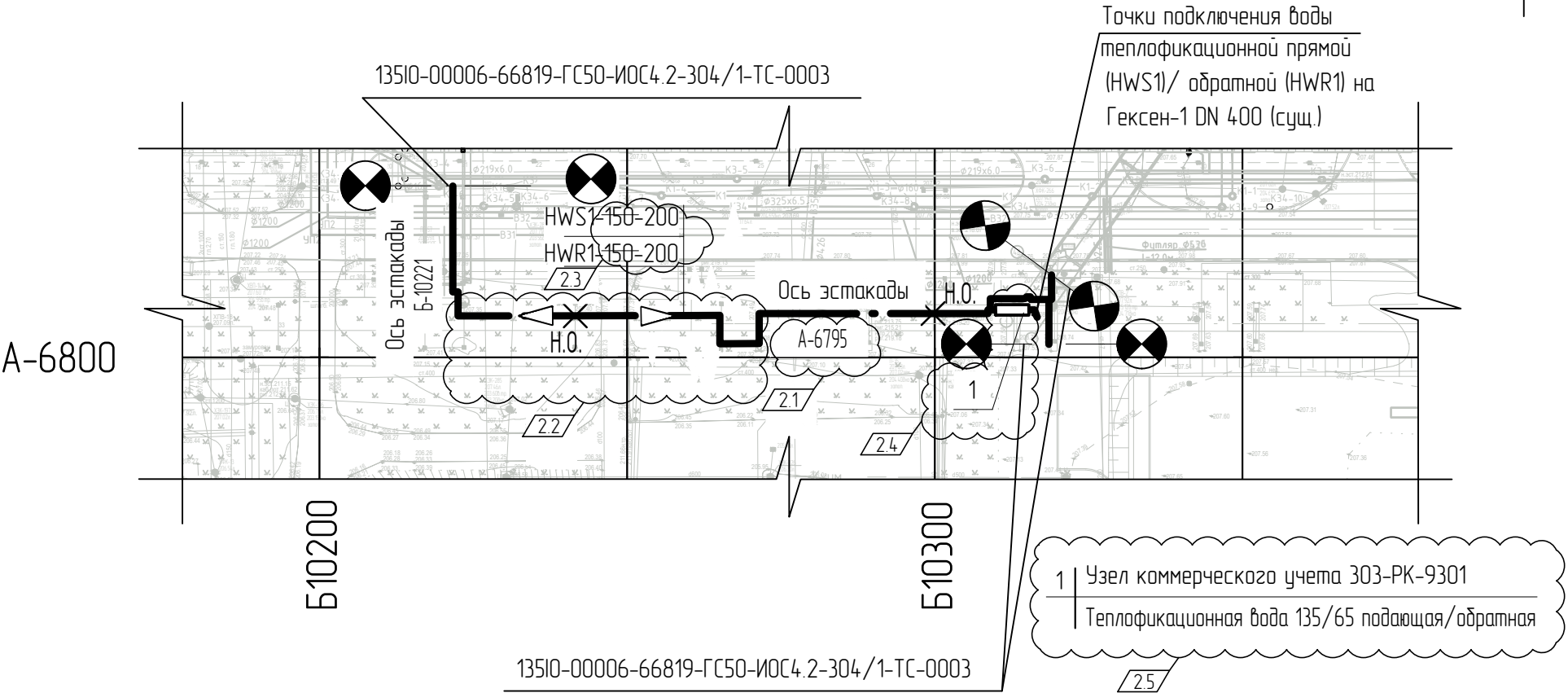
Погр. и дата	

						13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-302-ТС-0001		
						Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тпг на площадке ПАО "НКНХ"		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Система энергоносителей и вспомогательных сред. Установка нагрева теплоносителя	Стадия	Лист
Разраб.	Паномарева						п	1
Рук. гр.	Шопоров							
Гл. спец.	Белокань							
Н. контр.						План сетей пароснабжения План сетей конденсата	 НППГАЗ АО "НИПИГАЗ"	
ГИП	Пресняков							

План сетей теплоснабжения

Ситуационный план

Данный чертеж



Условные обозначения

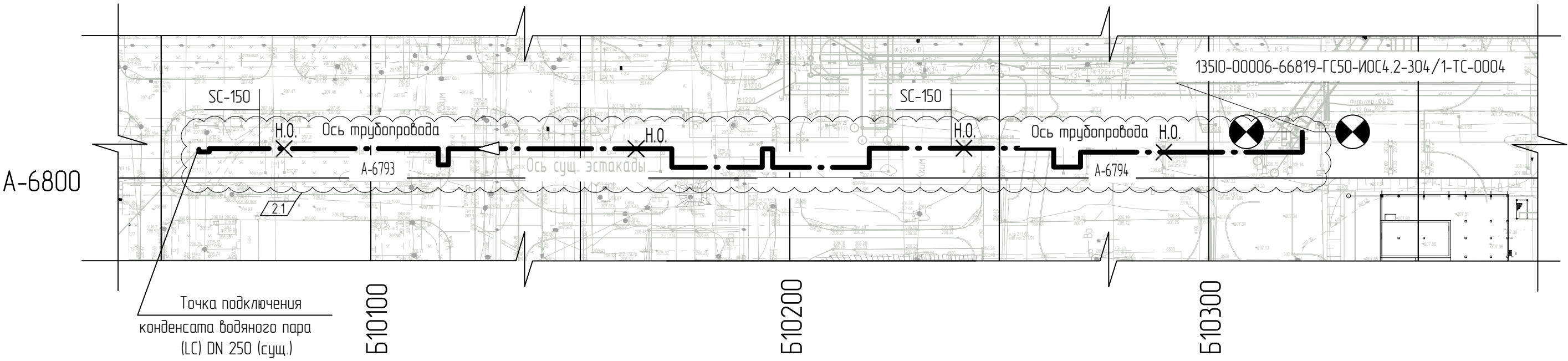
- — — — — граница проектирования
- × Н.О. — неподвижная опора
- — — — — проектируемый трубопровод
- HWS1 — теплофикационная вода 135/65 подающая
- HWR1 — теплофикационная вода 135/65 обратная

- 1 Технические условия на подключение трубопроводов приведены в документе 135Ю-00006-66819-ГС50-П32, часть 2 "Исходные данные" инв. № 00040038
- 2 Чертеж читать совместно с 135Ю-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-304/1-ТС-0003
- 3 Шаг стоек принят 6 метров, если не указано иное
- 4 Чертеж выполнен в масштабе 1:1000

Инв. № подл.	Взам. Инв. №
00039746	

						135Ю-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0003					
						Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 ттг на площадке ПАО "НКНХ"					
2	5	-	820-24		21.08.24						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						
Разраб.	Пономарева					Межцеховые эстакады			Стадия	Лист	Листов
Рук. гр.	Шапоров								П		1
Гл. спец.	Белокань										
						План сетей теплоснабжения			<div> НИПИГАЗ АО "НИПИГАЗ"</div>		
Н. контр.											
ГИП	Пресняков										

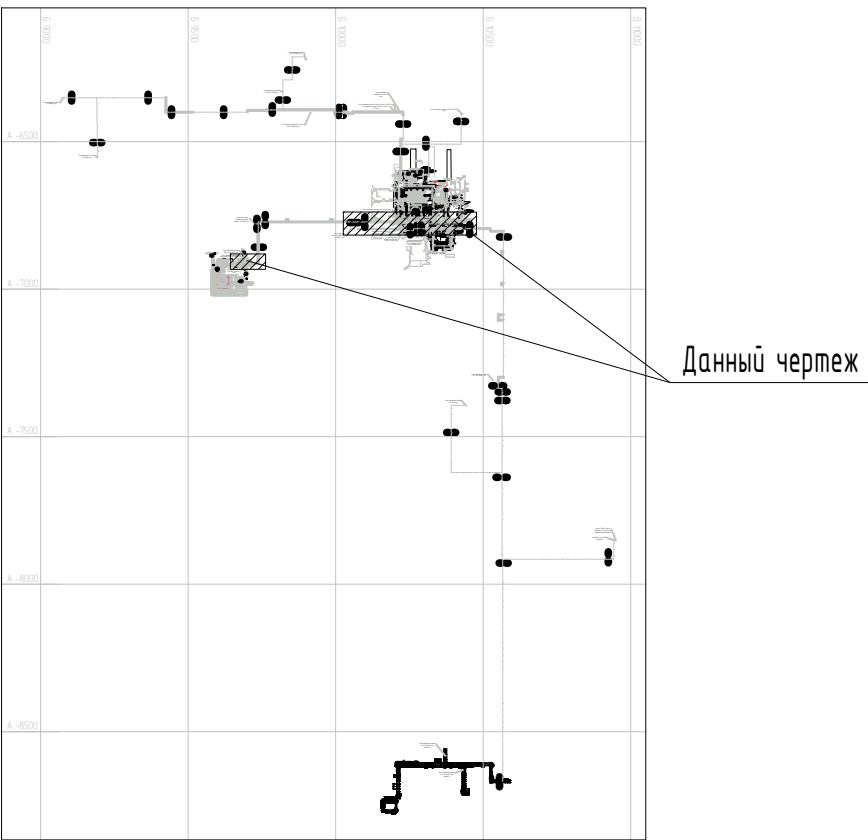
План сетей конденсата



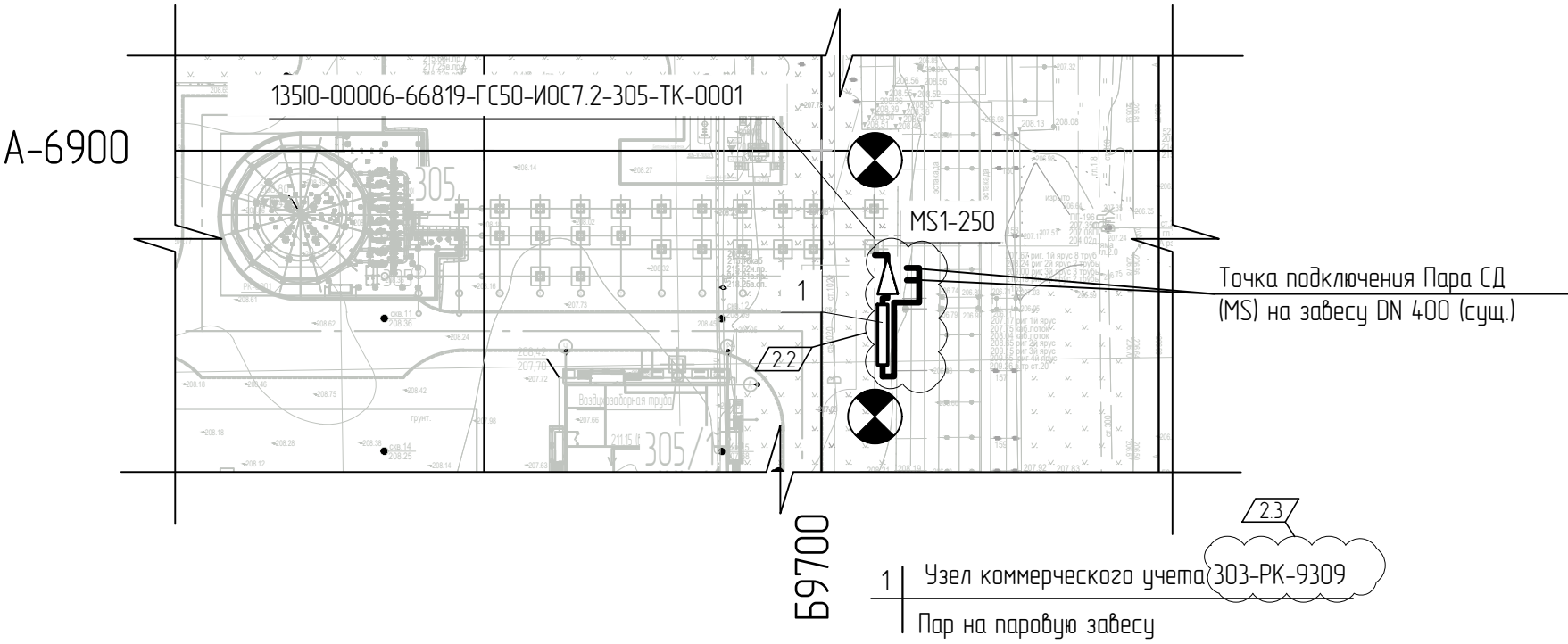
Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание
305	Факельная система	OSBL






Ситуационный план



План сетей пароснабжения. Часть 1



Условные обозначения

- 
- граница проектирования
- 
- Н.О.
- неподвижная опора
- 
- проектируемый трубопровод
- 
- ось существующей эстакады
- MS
- водяной пар среднего давления
- MS1
- водяной пар среднего давления из сети завода
- SC
- конденсат водяного пара

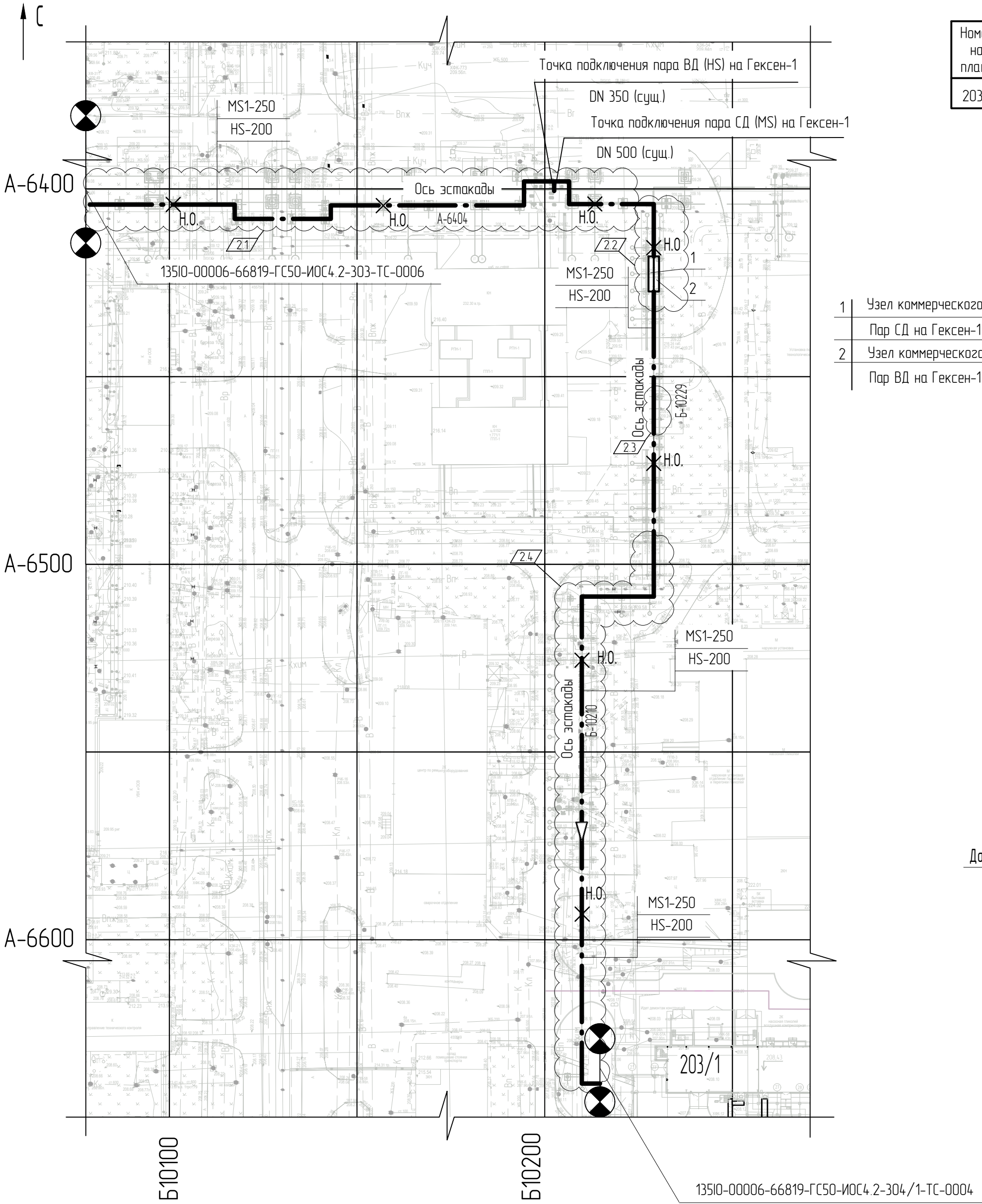
- 1 Технические условия на подключение трубопроводов приведены в документе 13510-00006-66819-ГС50-П32, часть 2 "Исходные данные" инв. № 00040038
- 2 Чертеж читать совместно с 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-304/1-ТС-0004, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС7.2-305-ТК-0001.
- 3 Шаг стоек принят 6 метров, если не указано иное
- 4 Чертеж выполнен в масштабе 1:1000

Инв. №	Взам. Инв. №
00039746	

Погр. и дата

						13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0004			
						Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тпг на площадке ПАО "НКНХ"			
2	3	-	820-24		2108.24				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.	Кибацнев					Межцеховые эстакады	Стадия	Лист	Листов
Рук. гр.	Белоконь						П		1
Гл. спец.	Белоконь								
Н. контр.						План сетей пароснабжения. Часть 1. План сетей конденсата	 НИПИГАЗ АО "НИПИГАЗ"		
ГИП	Пресняков								

План сетей пароснабжения. Часть 2

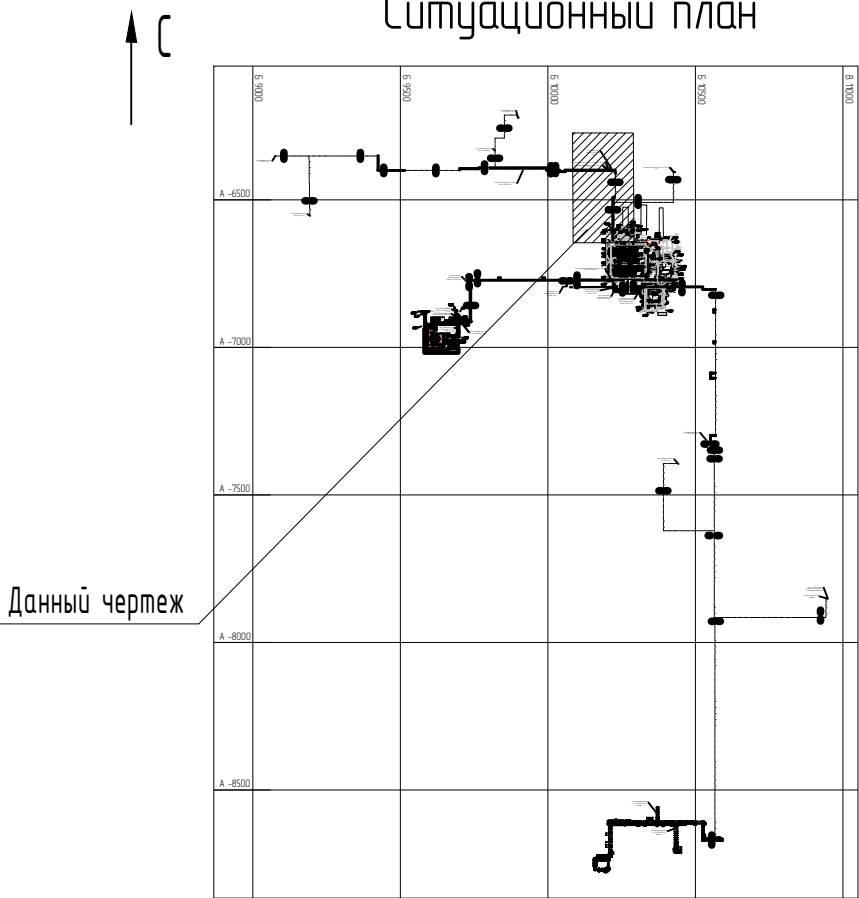


Экспликация зданий и сооружений

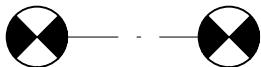
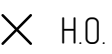



Номер на плане	Наименование	Примечание
203/1	Здание приготовления катализатора	OSBL

- 1 Узел коммерческого учета 303-РК-9304
Пар СД на Гексен-1
- 2 Узел коммерческого учета 303-РК-9306
Пар ВД на Гексен-1

Ситуационный план



Условные обозначения

-  - граница проектирования
-  Н.О. - неподвижная опора
-  - проектируемый трубопровод
-  HS - водяной пар высокого давления
-  MS1 - водяной пар среднего давления из сети завода

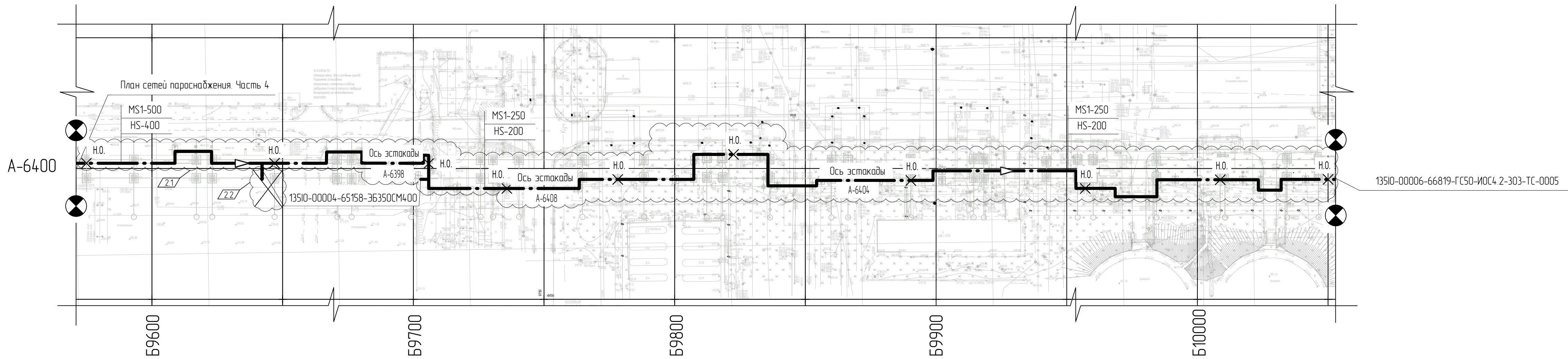
- 1 Технические условия на подключение трубопроводов приведены в документе 13510-00006-66819-ГС50-П32, часть 2 "Исходные данные" инв. № 00040038
- 2 Чертеж читать совместно с 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4 2-304/1-ТС-0004, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4 2-303-ТС-0006.
- 3 Шаг стоек принят 6 метров, если не указано иное
- 4 Чертеж выполнен в масштабе 1:1000

Инв. № подл.	Взам. Инв. №
00039746	

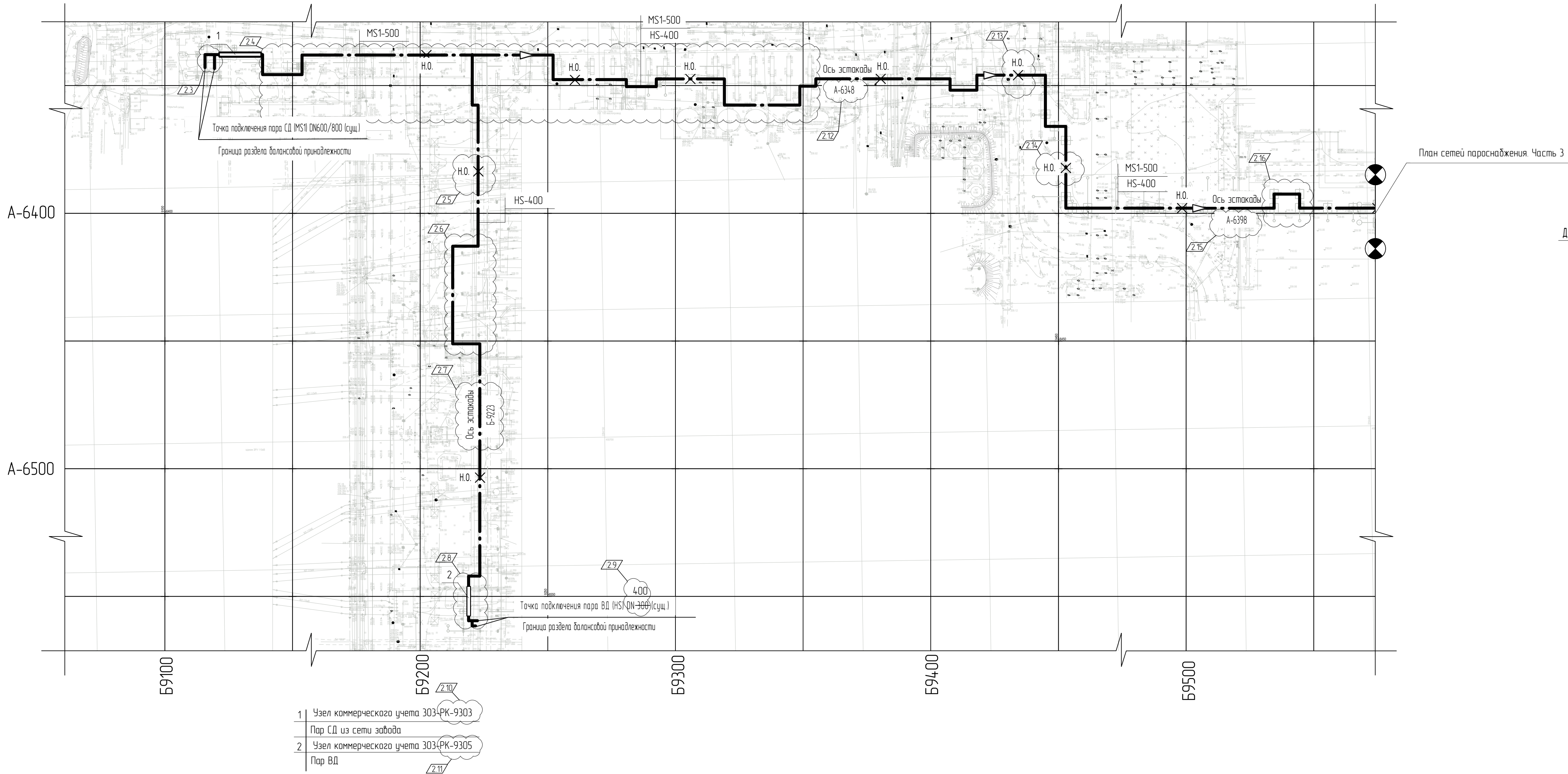
Попр. и дата

						13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0005				
2	6	-	820-24		2108.24	Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 т/гг на площадке ПАО "НКНХ"				
Изм	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					
Разраб.	Кириченко					Межцеховые эстакады		Стадия	Лист	Листов
Рук. гр.	Белокоп							П		1
Гл. спец.	Белокоп									
Н. контр.						План сетей пароснабжения. Часть 2		 НИПИГАЗ АО "НИПИГАЗ"		
ГИП	Пресняков									

План сетей пароснабжения. Часть 3



Часть 4




Ситуационный план



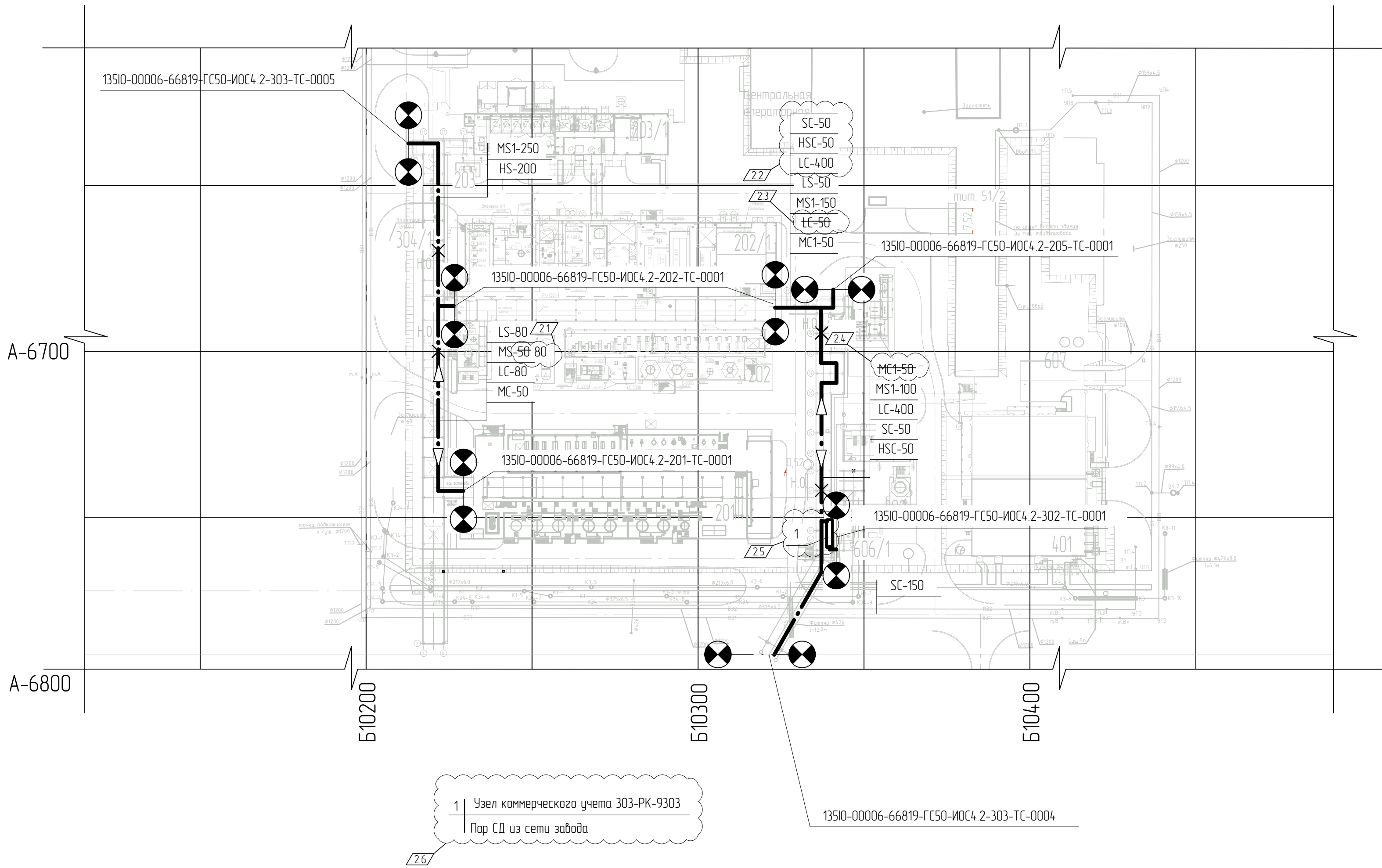
Условные обозначения

- — граница проектирования
- × Н.О. — неподвижная опора
- — проектируемый трубопровод
- HS — водяной пар высокого давления
- MS1 — водяной пар среднего давления из сети завода

- Технические условия на подключение трубопроводов приведены в документе 13510-00006-66819-ГС50-ПЗ2, часть 2 "Исходные данные" инв. № 0004.0038
- Чертеж читать совместно с 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0005
- Шаг стоек принят 6 метров, если не указана иная
- Чертеж выполнен в масштабе 1:1000

						13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0006			
						Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 т/мг на площадке ПАО "НКНХ"			
2	16	-	820-24		2108.24	Межцеховые эстакады	Стация	Лист	
Изм.	Желуч.	Лист	№ раз.	Подпись	Дата		П	1	
Разработ.	Кириллов								
Рук. гр.	Белокань					План сетей пароснабжения Часть 3. Часть 4	 АО "НИПИГАЗ"		
Гл. спец.	Белокань								
Н. контр.									
ГИП	Пресняков								
13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0006. 3. 2. 8 (из 3)						Листы А1			

План сетей пароснабжения и конденсата



Условные обозначения

- граница проектирования
- Н.О. - неподвижная опора
- проектируемый трубопровод
- HS

- водяной пар высокого давления
- HSC

- конденсат водяного пара для РОУ
- LC

- конденсат водяного пара низкого давления
- LS

- водяной пар низкого давления
- MC

- конденсат водяного пара среднего давления
- MC1

- конденсат водяного пара среднего давления от MS1
- MS

- водяной пар среднего давления
- MS1

- водяной пар среднего давления из сети завода
- SC

- конденсат водяного пара


Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание
201	Прием и осушка растворителей (секция 100). Подготовка, промежуточное хранение и отгрузка товарных продуктов (секция 500, 600) Прием и подготовка газов (секция 200, 800). Узел очистки этилена	ISBL
202	Реакторный блок (секция 200). Блок выделения товарного продукта (секция 400). Система вспомогательных сред (секция 500)	ISBL
202/1	Здание основного корпуса установки	ISBL
203	Блок приготовления катализатора (секция 300)	ISBL
203/1	Здание приготовления катализатора	ISBL
205	Узел термического окисления	ISBL
302	Система энергоносителей и вспомогательных сред. Установка нагрева теплоносителя	OSBL
401	Аппаратная с электропомещением	OSBL
605/1	КНС дождевых стоков	OSBL
606/1	КНС промышленно-ливневых стоков	OSBL
607	КНС хозяйственно-бытовых стоков	OSBL

Ситуационный план

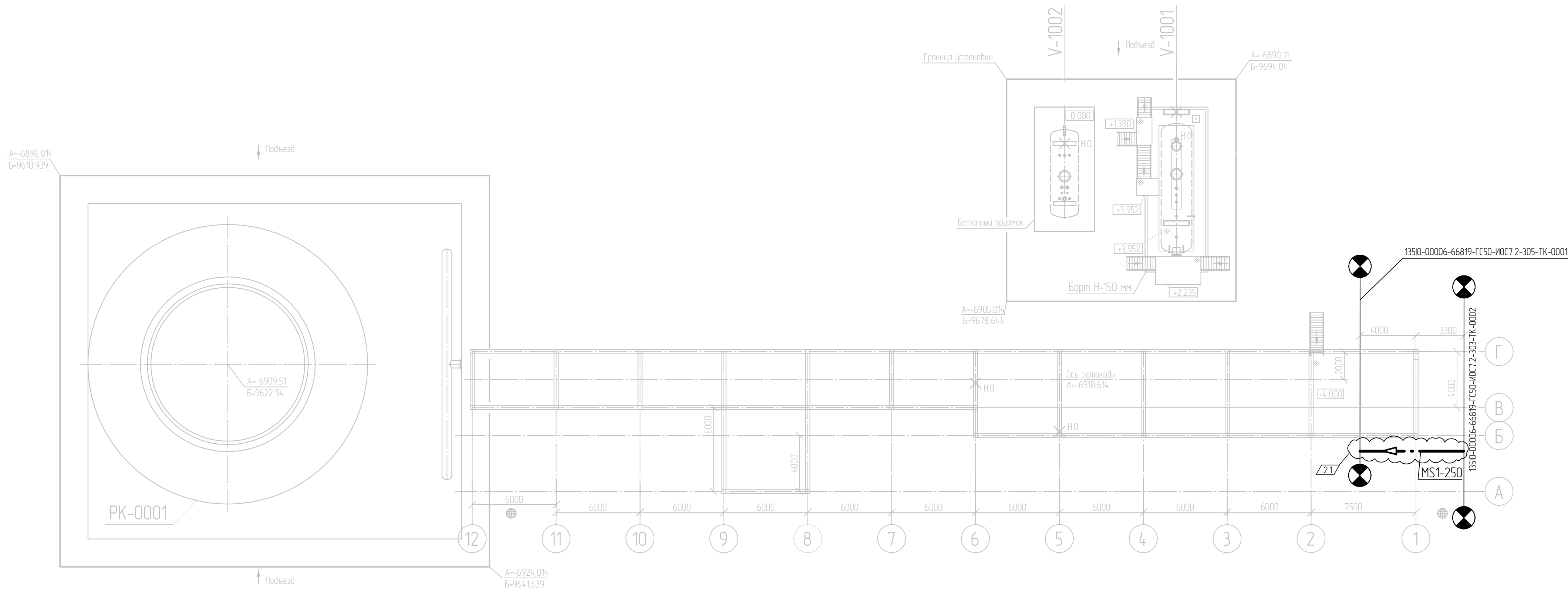


- 1 Технические условия на подключение трубопроводов приведены в документе 13510-00006-66819-ГС50-П32, часть 2 "Исходные данные" инв. № 0004.0038
- 2 Чертеж читать совместно с 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0004, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-303-ТС-0005, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-201-ТС-0001, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-202-ТС-0001, 13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-302-ТС-0001
- 3 Шаг стоек принят 6 метров, если не указано иное
- 4 Чертеж выполнен в масштабе 1:1000

						13510-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-304/1-ТС-0004		
						Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 т/гг на площадке ПАО "НКНХ"		
2	6	-	820-24		2108.24			
Изм.	Жалуч.	Лист	№рек	Подпись	Дата			
Разраб.	Киботыцев					Внутриплощадочные тепломагистралепроводы	Стадия	Лист
Рук. гр.	Белокаев						П	1
Гл. спец.	Белокаев							
Н. контр.						План сетей пароснабжения и конденсата	 ИПИС АЗ АО "НИПИГАЗ"	
ГИП	Пресняков							

Инд. № позн.	00039746
Пор. и дата	
Взам. Инв. №	

План сетей газоснабжения




Условные обозначения

- граница проектирования
- проектируемый трубопровод
- MS1-250 - водяной пар среднего давления из сети завода

- 1 Технические условия на подключение трубопроводов приведены в документе 135IO-00006-66819-ГС50-П32 часть 2 "Исходные данные" инв. № 00040038
- 2 Чертеж читать совместно с 135IO-00006-66819-ГС50-ИОС4 2-303-ТС-0004, 135IO-00006-66819-ГС50-ИОС7 2-305-ТК-0001
- 3 Чертеж выполнен в масштабе 1:200

Изм. № подл.	00039746
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

						135IO-00006-66819-ГС50-ИОС4.2-305-ТС-0001			
2	1	-	820-24		21.08.24	Строительство промышленной установки по производству гексен-1 мощностью 50 тпг на площадке ПАО «НКНХ»			
Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Факельная система	Стадия	Лист	Листов
Разраб		Добродычев					П		1
Рук. гр		Наукова							
Гл. спец		Белоконь							
Н. контр						План сетей пароснабжения	 АО «НКНХ АЗ»		
ГИП		Пресняков							