

Заказчик – ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

**ОБУСТРОЙСТВО МОРОЗНОГО ПОДНЯТИЯ МОРОЗНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ.
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и
системах инженерно-технического обеспечения**

**Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование
воздуха, тепловые сети**

Часть 2. Тепловые сети

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2

Том 5.4.2

**Первый заместитель
генерального директора**

18.09.23

Р. З. Бадрtdинов

Главный инженер проекта

18.09.23

А. Ф. Шафиков



Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	241-23		25.07.23

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

Разрешение		Обозначение		2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2					
241-23 от 17.07.23		Наименование объекта строительства		Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Лист	Содержание изменения			Код	Примечание			
1		2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2			5	на основании замечаний ФАУ "Главгосэкспертиза России" от 14.07.2023 № 64429-23/ГГЭ-40617/11			
	1	2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-С Лист заменен. Внесена информация об изменениях							
	5	2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ Лист заменен. Откорректирован номер климатического района							
	6	Лист заменен. Откорректированы направления ветра и количества осадков							
	8	Лист заменен. Указаны категории потребителей теплоты по надежности теплоснабжения и расстояния в свету от поверхности земли до низа тепловой изоляции							
	9	Лист заменен. Указаны эксплуатационные категории трубопроводов							
	13	Лист заменен. Внесены сведения о местоположении сброса конденсата от пусковых и постоянных дренажей. Внесены сведения о материальном исполнении воздухопускных и дренажных трубопроводов. Внесены сведения об обводных трубопроводах с запорной арматурой на паровых сетях диаметром 200 мм и более; об укомплектованности запорной арматуры диаметром 200 мм и более.							
	14	Лист заменен. Внесены сведения о соответствии Требованиям ТР ТС							
	16	Лист заменен. Внесены сведения о температуре поверхности паропровода							
	17, 18	Лист новый. Внесены сведения по промышленной безопасности паропроводов 2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ГЧ							
	Ч.1	Лист заменен. Внесена информация об изменениях							
	Ч.3	Лист заменен. Добавлены недостающие узлы, откорректирован узел «Обводная линия на задвижке»							
Изм. внес		Земцова			25.07.23		Лист	Лист- тов	
Составил		Земцова			25.07.23				
ГИП		Шафиков			25.07.23				
Утв.									
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»				Комплексный тепломеханический отдел					1

Согласовано
Н. контр.

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-С	Содержание тома 5.4.2	1 (Изм.1)
2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Текстовая часть	48 (Изм.1)
2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ГЧ	Графическая часть	3 (Изм.1)
	Всего листов	52

Согласовано	

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Якупова			18.09.23
Проверил		Земцова			18.09.23
Нач. отдела		Кушанова			18.09.23
Н. контр.		Камалетдинова			18.09.23
ГИП		Шафииков			18.09.23

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-С

Содержание тома 5.4.2

Стадия	Лист	Листов
П		1
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		

Содержание

1	Сведения о климатических и метеорологических условиях района строительства / реконструкции / капитального ремонта, расчетных параметрах наружного воздуха.....	4
1.1	Сведения о топографических условиях.....	4
1.2	Сведения о инженерно-геологических условиях.....	5
1.3	Сведения о гидрогеологических условиях.....	5
1.4	Сведения о метеорологических и климатических условиях.....	5
2	Сведения об источниках теплоснабжения, параметрах теплоносителей систем отопления и вентиляции, требованиях к надежности и качеству теплоносителей.....	7
2.1	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технического задания.....	7
2.2	Характеристика принятой технологической схемы в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса.....	7
3	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 объекта капитального строительства.....	9
3.1	Тепловая изоляция.....	14
3.2	Антикоррозионные покрытия.....	16
3.3	Мероприятия по промышленной безопасности паропроводов.....	17
4	Перечень мер по защите трубопроводов от агрессивного воздействия грунтов и грунтовых вод.....	19
5	Обоснование принятых систем и принципиальных решений по отоплению, вентиляции и кондиционированию воздуха помещений.....	20
6	Обоснование энергетической эффективности конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха помещений, тепловых сетях.....	21
7	Сведения о тепловых нагрузках на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение на производственные и другие нужды.....	22
8	Описание мест расположения приборов учета используемой тепловой энергии и	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	241-23	Зам.	<i>Земцова</i>	25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Якупова			<i>Якупова</i>	18.09.23
Проверил	Земцова			<i>Земцова</i>	18.09.23
Нач. отдела	Кушанова			<i>Кушанова</i>	18.09.23
Н. контр.	Камалетдинова			<i>Камалетдинова</i>	18.09.23
ГИП	Шафигов			<i>Шафигов</i>	18.09.23

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	46
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		

устройств сбора и передачи данных от таких приборов.....	23
9 Сведения о потребности в паре.....	24
10 Обоснование оптимальности размещения отопительного оборудования, характеристик материалов для изготовления воздуховодов	26
11 Обоснование рациональности трассировки воздуховодов вентиляционных систем - для объектов производственного назначения	27
12 Описание технических решений, обеспечивающих надежность работы систем в экстремальных условиях	28
13 Описание систем автоматизации и диспетчеризации процесса регулирования отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха	30
14 Характеристика технологического оборудования, выделяющего вредные вещества, и сведения о проектных решениях по обеспечению нормативных требований к качеству воздуха рабочей зоны и параметрам микроклимата - для объектов производственного назначения.....	31
15 Обоснование выбранной системы очистки от газов и пыли - для объектов производственного назначения.....	32
16 Перечень мероприятий по обеспечению эффективности работы систем вентиляции в аварийной ситуации (при необходимости).....	33
17 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха помещений, тепловых сетях, позволяющих исключить нерациональный расход тепловой энергии, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование.....	34
18 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих тепловую энергию, параметрах и режимах их работы.....	35
19 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода теплоносителей в объекте капитального строительства.....	37
20 Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов теплоносителей и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности не распространяются).....	38
21 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования используемых	

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

теплоносителей.....	39
22 Спецификация предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход теплоносителей, в том числе основные их характеристики	40
Ссылочные нормативные документы	42
Приложение А (справочное) Унифицированный сортамент трубной продукции	43
Приложение Б (справочное) Технологические показатели эксплуатационных скважин Морозного поднятия СВН	45
Таблица регистрации изменений	46

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

1 Сведения о климатических и метеорологических условиях района строительства / реконструкции / капитального ремонта, расчетных параметрах наружного воздуха

1.1 Сведения о топографических условиях

Объект расположен в Лениногорском районе Республики Татарстан Российской Федерации.

В административном отношении участок находится в РФ, Республика Татарстан, Лениногорский район.

Местность открытая, местами закрытая, пересеченная естественными (река Шарла, ручей Черный Ключ), искусственными (автомобильные дороги) препятствиями:

- рельеф: местами – предгорный (с углом наклона от 1 до 7°), местами – равнинный (с углом наклона от 0 до 1°), имеются участки гористого рельефа (с углом наклона от 7° до 14°) на логах и береговых склонах водных объектов имеются косогоры. Высотные отметки в пределах от 166 – 249 м. Максимальный перепад высот – до 15 , уклон преимущественно к южной части участка;

- растительность – травяная, кустарниковая, высокоствольный лиственный и смешанный древостой (осина, сосна, клен, акация, дуб, береза высотой от 4 до 22 м);

- угодья – пашня, сенокос, лес, земли под дороги;

- на участке имеются заболоченные участки;

- гидросеть: ручей Черный Ключ и река Шарла, которые имеют пересыхающие участки.

На участке изысканий имеются наземные (ВЛ) и подземные (газопровод, водоводы) коммуникации.

Инженерно-топографический план (1:1000) участка изысканий с сечением рельефа горизонталями через 0,5 м представлен в графической части 2935-3200-ЕН-24-ИГДИ.

На участке на территории проектируемых сооружений опасными природными и техногенными процессами представлены овражно-балочной эрозии, локальными процессами затопления, склоновыми процессами.

Протяженность проектируемых трасс (без учета длин компенсаторов) составляет: от точки врезки (УТЗ) до куста № 28000 – 340,011 м; от существующего паропровода куста № 28006 – 116,8 м.

Трасса проходит по преимущественно открытой, не пересеченной естественными и искусственными препятствиями, свободной от застроек, местности.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

1.2 Сведения о инженерно-геологических условиях

По физико-географическим условиям, район расположен на Восточно-Европейской равнине и занимает левобережную часть реки Камы. В геоморфологическом отношении участок расположен в пределах водораздельного пространства р.Большой Черемшан и р.Шешма. Участок производства работ расположен вблизи кустов, действующих и законсервированных нефтяных месторождений. Участок техногенно освоен: отмечены траншеи под прокладку трубопроводов, опоры подводящих ВЛ, технологические проезды с грунтовым твердым покрытием.

1.3 Сведения о гидрогеологических условиях

В гидрографическом отношении территория объекта изысканий относится к бассейну реки Большой Черемшан (приток р.Волга).

Реки района изысканий равнинные и протекают, в основном, в хорошо разработанных руслах. Большинство рек имеют спокойное течение, скорость течения не превышает 0,5 м/с.

По классификации Б.Д. Зайкова, реки региона по характеру водного режима относятся к группе рек восточноевропейского типа с весенним половодьем.

Годовой ход расходов и уровней воды характеризуется высоким половодьем, относительно низкой летне-осенней меженью, редкими дождевыми паводками и устойчивой зимней меженью.

Для рек преобладающим является снеговое питание, дождевое и подземное имеет меньшее значение. Зимняя межень и ледостав устанавливается в ноябре. Разрушение ледостава на реках региона происходит в апреле. Летне-осенняя межень устанавливается на реках региона в конце мая.

Ближайшие водотоки к проектируемым объектам:

- ручей без названия (правый приток ручья Черный Ключ) протекает на расстоянии 0,50 км западнее от проектируемых объектов;

- ручей Чусовская Головка протекает на расстоянии 0,45 км южнее от проектируемых объектов;

- река Кармалка протекает на расстоянии 3,2 км севернее от проектируемых объектов;

- ручей Песочный Ключ (правый приток реки Кармалка) протекает на расстоянии 3,7 км северо-восточнее от проектируемых объектов.

1.4 Сведения о метеорологических и климатических условиях

По условиям климатического районирования для строительства (СП 131.13330.2020), участок работ находится в районе I В.

Согласно ГОСТ 16350-80 «Климат СССР. Районирование и статистические

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

параметры климатических факторов для технических целей» по воздействию климата на технические изделия и материалы участок изысканий относится к умеренно холодному климатическому району (II4).

Климатическая характеристика участка изысканий приведена по МС Акташ, МС Бугульма.

Среднегодовая температура воздуха за многолетний период по МС Бугульма составляет 4,2 °С. Средняя месячная температура самого холодного месяца, января, составляет минус 11,4 °С, самого тёплого месяца, июля плюс 20,0 °С, см. таблицу 1.

Абсолютный максимум температуры воздуха достигает плюс 39 °С. Абсолютный минимум минус 47 °С.

Таблица 1 – Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Температура	-11,4	-11,4	-4,5	5,9	13,7	18,2	20,0	17,5	11,7	4,8	-3,9	-9,7	4,2

В течение года и зимой на МС Акташ преобладают ветра южного и юго-восточного направления, летом – южного и северо – западного направления.

Суммы осадков год от года могут значительно отклоняться от среднего значения. Среднее годовое количество осадков по МС Акташ составляет 511,8 мм. Количество летних (в основном жидких) осадков превышает зимнее. Количество осадков за холодный сезон (ноябрь – март) составляет 169 мм, за тёплый (апрель – октябрь) – 342,8 мм (67 %). Месячный максимум чаще всего наблюдается в июне, минимум – в апреле.

К неблагоприятным атмосферным явлениям относятся метели.

В холодное время года (с октября по апрель) учащаются случаи низкой облачности, морозящих осадков, туманов – все это способствует образованию гололедно-изморозевых отложений.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист			
			1	-	241-23		Зам.		25.07.23	6
			Изм.	Кол.уч	Лист		№ док	Подп.	Дата	

2 Сведения об источниках теплоснабжения, параметрах теплоносителей систем отопления и вентиляции, требованиях к надежности и качеству теплоносителей

2.1 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технического задания

Проектная документация выполнена в соответствии с Задаaniem на проектирование объекта «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины» утвержденным в 2022 г. заместителем начальника УДНГ по СВН СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина Ахмадуллин Р.Р. (см. том 2935-3200-ЕН-24-ПЗ); техническими условиями для выполнения проектных работ по объекту «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины»; материалами комплексных инженерных изысканий, выполненных отделом инженерных изысканий ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект» в 2022 г.

Заказчик: ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

Вид строительства: Новое строительство.

Стадия проектирования: Проектная документация, рабочая документация.

Проект разработан в соответствии с требованиями промышленной безопасности, экологических, санитарно-технических, противопожарных и других государственных и отраслевых норм и правил, действующих на территории Российской Федерации, с соблюдением требований стандартов и технических регламентов отрасли, технических условий заинтересованных служб заказчика и сторонних организаций.

Подача пара к кустам скважин выполняется по разветвленным надземным трубопроводам.

2.2 Характеристика принятой технологической схемы в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса

Для обеспечения насыщенным паром технологии для термического воздействия на продуктовый пласт месторождения сверхвязкой нефти предусматривается использование пара существующей котельной «Морозная» производительностью 125 т/ч пара. Проектная документация на котельную и сети в рамках титула 2083-3200-ЕН получила положительное заключение №16-1-1-3-014027-2019 в ГАУ «Управление государственной экспертизы и ценообразования Республики Татарстан по строительству и архитектуре».

Параметры насыщенного пара на выходе из котельной:

В соответствии с ранее выданными требованиями – давление на устье скважин не

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

более 2,4 МПа параметры насыщенного пара на выходе из котельной были приняты:

Давление насыщенного пара избыточное – 2,6 МПа.

Температура – 224 °С.

Степень сухости пара – 99 %.

Качество пара соответствует ГОСТ 20995-75* «Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества питательной воды и пара».

Поскольку заказчиком в ТУ не были даны минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы. Согласно СП 124.13330.2012 п.6.26 технологической схемой обеспечиваются следующие показатели надежности:

Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы для:

источника теплоты РИТ = 0,97;

тепловых сетей РТС = 0,9;

потребителя теплоты РПТ = 0,99;

СЦТ в целом РСЦТ = 0,86.

В соответствие п. 4.8 СП 89.13330.2016 «Котельные установки» и п.4.2 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» потребители теплоты Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти по надежности теплоснабжения относятся к третьей категории.

Паропровод DN 200 с переходом на DN 150 для пароснабжения нефтедобывающего куста №28000 с расходом 11,25 т/ч от УТЗ на существующем паропроводе к кусту скважин №28006 между К112 и УП41.

Паропровод DN 200 для пароснабжения дополнительных скважин нефтедобывающего куста №28006 с расходом 11,25 т/ч является продолжением существующего паропровода куста скважин, с неподвижной опоры Н128.

Паропроводы к кустам скважин выполняются в надземном исполнении. Паропроводы устанавливаются преимущественно на низких опорах с уклоном не менее 4 промилле. Расстояние в свету от поверхности земли до низа тепловой изоляции трубопроводов при этом принято не менее 0,5 м; при пересечении дорог расстояние в свету от верха покрытия проезжей части до низа строительной конструкции не менее 5 м. Расстояние в свету от поверхности земли до низа тепловой изоляции трубопроводов в местах прохода людей не менее 2,2 м.

В нижних точках профиля паропровода и перед вертикальными участками выполняется постоянный дренаж. В верхних точках профиля паропровода устанавливаются воздушники. Схемой паропроводов обеспечивается подача пара в скважины с максимальным избыточным давлением пара на устье скважин 2,4 МПа.

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

3 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 объекта капитального строительства

Паропроводы к кустам скважин выполняются в надземном исполнении. Паропроводы устанавливаются преимущественно на низких опорах с уклоном не менее 4 промилле.

Паропроводы для пароснабжения нефтедобывающих кустов выходят в двух направлениях:

- к кусту скважин № 28000 диаметром DN 200 с переходом на DN 150 с расходом пара 11,25 т/ч;
- к кусту скважин № 28006 диаметром DN 200 с расходом пара 11,25 т/ч.

Прогрев пласта осуществляется поочередно, по мере готовности скважин на кустах к эксплуатации. Установленная производительность котельной обеспечивает возможность покрытия паровых нагрузок подключаемых кустов с целью поддержания пластовой температуры для последующей добычи нефти.

Проектируемые паропроводы с рабочими параметрами 2,6 МПа, 224 °С, соответствуют эксплуатационной категории трубопроводов IIIэ в соответствии с приложением № 1 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности (далее ФНП), утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 536, выполнены из труб бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8731-74 из стали 09Г2С ГОСТ 19281-2014.

Соединительные детали паропроводов приняты по ГОСТ 17375-2001, ГОСТ 17376-2001, ГОСТ 17378-2001, 17379-2001 из стали 09Г2С ГОСТ 19281-2014.

Монтаж трубопроводов выполняется специализированными монтажными организациями.

Приварка патрубков и отводов в сварные стыки и гнутые элементы не допускается.

Выбор диаметров разветвлённого паропровода до кустов скважин выполнен расчетом по программе ГИДРАВЛИКА, исходя из:

- рабочих параметров паропровода на выходе из котельной; рекомендуемого значения максимального избыточного давления пара на устье скважин 2,4 МПа;
- максимальной производительности котельной;
- максимальной потребности кустов скважин в паре при освоении.

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

В результате гидравлического расчета подобраны диаметры схемы паропроводов DN 200, DN 150.

Толщина стенки применяемых труб паропроводов согласно письму ПАО «Татнефть» №404/ИсхИА от 23.07.2018 г. (Приложение А) принята в сортаменте ГОСТ 8732-2017 (не менее расчетной с учетом производственных и эксплуатационных прибавок).

Согласно п. 4.6 СНиП 3.05.03-85 при монтаже трубопроводов предусматривается смещение подвижных опор относительно проектного положения на половину теплового удлинения трубопровода в месте крепления в сторону, обратную перемещению трубопровода в рабочем состоянии.

Смещение подвижных опор определяется с учетом термического расширения паропроводов (коэффициента линейного расширения – 0,012 мм/°С, расстояния от неподвижной опоры, рабочей температуры – 224 °С и температуры замыкающего стыка – по условиям монтажа).

В качестве скользящих опор паропроводов применены опоры типа ТС-670.00.00 высотой 200 мм по серии 5.903-13 выпуск 8-95. Характеристики примененных опор представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики опор

DN	Марка опоры	Габариты опорной части, мм		Допускаемые нагрузки, тс
		Длина	Ширина	Вертикальная, Q _y
150	159x7-17ГС-12 ТС-626.00.000-008	170	140	2,2
200	219x8-17ГС-12 ТС-626.00.000-041	340	180	2,2

Опоры длиной 170 мм изготавливаются на перемещение по длине до 90 мм, опоры длиной 340 мм изготавливаются на перемещение по длине до 250 мм (п.3.7 серии 5.903-13 выпуск 8-95).

Опоры предназначены для крепления труб из углеродистой и низколегированной стали транспортирующих вещества с температурой до 425 °С (расчетное – не более 224 °С) и условным давлением P_y до 4,0 МПа (расчетное – не более 2,6 МПа). Максимальные расчетные нагрузки на скользящие опоры и перемещения скользящих опор, определенные по программе СТАРТ, представлены в таблице 3.2.

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23	2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		10

Таблица 3.2 – Максимальные расчетные нагрузки и перемещения

DN	Марка опоры	Расчетные нагрузки, тс			Перемещения, мм	
		Осевая	Боковая	Вертикальная	Осевые	Боковые
150	159x7-17ГС-12 ТС-626.00.00-008	0,26	0,19	1,0	79,4	47,6
200	219x8-17ГС-12 ТС-626.00.000-041	0,52	0,24	1,72	142	80,1

Расчет выполнен для пяти состояний:

- монтажное;
- рабочее;
- холодное;
- после релаксации;
- гидравлического испытания.

Конструкция скользящих опор обеспечивает необходимую прочность при расчетных нагрузках.

Конфигурация паропровода обеспечивает нулевые перемещения по вертикали на скользящих опорах (отсутствие отрыва от поверхности строительной конструкции).

Опорная поверхность строительной конструкции под скользящую опору соответствует типовому решению, согласованному ПАО «Татнефть» для паропроводов программы сверхвязкой нефти и представляет собой плиту габаритом 700 x 700 мм на металлической стойке.

Размер опорной поверхности под скользящую опору обеспечивает устойчивость паропровода при указанных температурных перемещениях:

- боковые перемещения скользящих опор не превышают допустимых 250 мм;
- осевые перемещения скользящих опор не превышают допустимых 250 мм.

В соответствии с п.10.28 СП 124.13330. 2012 «Тепловые сети» для компенсации тепловых деформаций трубопроводов тепловых сетей, рассчитанных по программе СТАРТ, применяются углы поворотов трассы трубопроводов и П-образные компенсаторы. Растяжка П-образного компенсатора не предусматривается.

После завершения строительно-монтажных работ трубопроводы должны быть подвергнуты окончательным (приемочным) испытаниям на прочность и герметичность. Испытательное давление должно быть обеспечено в верхней точке (отметке) трубопроводов; температура воды при испытаниях должна быть не ниже 5 °С; при постепенном заполнении водой из трубопроводов должен быть полностью удален воздух; испытательное давление должно быть выдержано в течение 10 минут и затем снижено до рабочего; при рабочем давлении должен быть произведен осмотр трубопровода по всей его длине.

Индв. № инв. №	
Подп. и дата	
Индв. № подл.	

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

Объем воды для гидроиспытаний:

- УТЗ – к.28000 – 10,7 м³;

- т.вр.к.28006 – доп.скважины к.28006 – 4, 15 м³.

Величина пробного давления $P_{исп} = 1,25 \times P_{раб} = 3,25$ МПа в соответствии с требованиями СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети», «Правил промышленной безопасности производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

Результаты гидравлических испытаний на прочность и герметичность трубопровода считаются удовлетворительными, если во время их проведения не произошло падения давления, не обнаружены признаки разрыва, течи или запотевания в сварных швах, а также течи в основном металле, фланцевых соединениях, арматуре, компенсаторах и других элементах трубопроводов, отсутствуют признаки сдвига или деформации трубопроводов и неподвижных опор.

Кроме того, паропроводы должны быть продуты паром со сбросом в атмосферу через специально установленные продувочные патрубки с запорной арматурой. Для прогрева паропровода перед продувкой должны быть открыты все пусковые дренажи. Скорость прогрева должна обеспечивать отсутствие гидравлических ударов в трубопроводе.

Скорости пара при продувке каждого участка должны быть не менее рабочих скоростей при расчетных параметрах теплоносителя.

Перед выполнением испытаний на прочность и герметичность надлежит:

произвести контроль качества сварных стыков трубопроводов и исправление обнаруженных дефектов;

отключить заглушками испытываемые трубопроводы от действующих и от первой запорной арматуры, установленной в здании (сооружении);

установить заглушки на концах испытываемых трубопроводов при предварительных испытаниях;

обеспечить на всем протяжении испытываемых трубопроводов доступ для их внешнего осмотра и осмотра сварных швов на время проведения испытаний;

открыть полностью арматуру и байпасные линии.

Проверку сплошности сварных стыков в количестве 5% выполнить ультразвуковой дефектоскопией.

В нижних точках профиля паропровода и перед вертикальными участками выполняется постоянный дренаж. Для организации постоянного дренажа на нижней образующей паропровода выполняется карман:

DN 200 для паропровода DN 150;

DN 150 для паропровода DN 150.

В верхних точках профиля паропровода устанавливаются воздушники.

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

По трассе паропровода предусмотрены пусковые дренажи, размещаемые в местах постоянного дренажа.

Сброс конденсата от пусковых и постоянных дренажей предусматривается в атмосферу на рельеф.

Воздухоспускные и дренажные трубопроводы, а также обводные трубопроводы на запорной арматуре (разгрузочные байпасы) паровых сетей диаметром 200 мм и более выполнены из труб бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8731-74 из стали 09Г2С ГОСТ 19281-2014.

Запорная арматура в проекте принята с учетом условий эксплуатации, рабочих параметров, физико-химических свойств транспортируемой среды. Класс герметичности запорной арматуры «С» по ГОСТ 9544-2015. Климатическое исполнение «У1» по ГОСТ 15150-69.

Арматура на паропроводах устанавливается:

- на ответвлениях к кустам;
- на ответвлениях к скважинам;
- на воздушниках;
- на дренажах;
- на пусковых дренажах;
- на линиях постоянного дренажа.

Вся арматура – фланцевая PN 40.

Для задвижек $D_y \geq 200$ мм при $P_y \geq 1,6$ МПа предусматриваются обводные трубопроводы с запорной арматурой (разгрузочные байпасы). Запорная арматура $D_y \geq 200$ комплектуется механическим редуктором, при этом на паропроводе до и после арматуры установлены манометры для контроля открытия / закрытия. Управление – ручное маховиком.

На воздушниках и дренажах устанавливаются последовательно два запорных клапана.

На пусковых дренажах последовательно устанавливаются запорный и запорно-регулирующий клапан DN 50.

- На линиях постоянного дренажа DN 25 последовательно устанавливаются:
- запорный клапан;
- конденсатоотводчик со встроенным фильтром;
- запорно-регулирующий клапан.

Трубопроводную арматуру надлежит монтировать в закрытом состоянии. Фланцевые и сварные соединения арматуры должны быть выполнены без натяга трубопроводов.

Отклонение от перпендикулярности плоскости фланца, приваренного к трубе, по отношению к оси трубы не должно превышать 1% наружного диаметра фланца,

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

но быть не более 2 мм по верху фланца.

Все применяемое в проекте оборудование (трубопроводы, арматура) имеет декларации соответствия требованиям технического регламента Таможенного Союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011, «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» ТР ТС 032/2013.

3.1 Тепловая изоляция

Проектирование тепловой изоляции выполнено, исходя из требований СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» - актуализированная редакция СНиП 41-03-2003.

Теплоизоляционная конструкция обеспечивает необходимые параметры теплоносителя – температуру пара на линии насыщения по всей длине паропровода. При начальной расчетной температуре пара 224 °С на выходе из котельной (расчетное давление пара после котлов – 2,6 МПа) и конечной – 214,34 °С (при давлении 1,89 МПа) обеспечивается отсутствие потерь пара за счет конденсации.

В состав конструкции тепловой изоляции входят:

- теплоизоляционный слой;
- покровный слой;
- элементы крепления.

В конструкции теплоизоляции трубопроводов учтено требование к плотности теплоизоляционных материалов (не более 200 кг/м³) и коэффициенту теплопроводности в сухом состоянии (не более 0,06 Вт/(м · К) для рабочих температур среды в диапазоне от 20 до 300 °С.

Выбор теплоизоляционного материала для конкретной конструкции осуществляется на основании технических требований, изложенных в техническом задании на проектирование тепловой изоляции.

Соответствие материалов, применяемых в качестве теплоизоляционного и покровного слоев в составе теплоизоляционных конструкций оборудования и трубопроводов, требованиям к качеству продукции, санитарно-гигиеническим требованиям и требованиям пожарной безопасности подтверждено результатами испытаний, выполненных аккредитованными организациями.

В конструкциях тепловой изоляции, предназначенных для обеспечения заданной температуры на поверхности изоляции, в качестве покровного слоя применены материалы со степенью черноты не ниже 0,9 (с коэффициентом излучения не ниже 5,0 Вт/(м² · К⁴) – сталь оцинкованная.

Теплоизоляционные конструкции, применяемые для паропроводов (маты из минеральной ваты прошивные без обкладок и в обкладке из металлической сетки ГОСТ 21880-2011) имеют группу горючести НГ.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

Для элементов трубопроводов, требующих в процессе эксплуатации систематического наблюдения (арматуры), предусматриваются сборно-разборные съемные теплоизоляционные конструкции.

Определение толщины тепловой изоляции выполнено по заданному снижению температуры пара вещества, транспортируемого трубопроводами (паропроводами).

Расчетная температура окружающего воздуха принята для трубопроводов с положительными температурами вне помещения согласно пп. 6.1.1 и 6.1.5 СП 61.13330.2012 как среднегодовая температура воздуха за многолетний период принята согласно СП 131.13330.2012 – 4,2 С.

Расчетная температура пара на выходе из котельной принята по данным ПАО «Татнефть» – 224 С.

Исходные данные для расчета:

- средняя плотность в конструкции – 100 кг/м³;
- теплоемкость пара при Рр 3,28 МПа 241°С – 3,65 кДж/(кг·°С);
- начальная и конечная расчетные температуры пара: 224 С и 214,34 С.

Результаты расчетов толщины изоляции для паропроводов с учетом коэффициента уплотнения представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчетная толщина теплоизоляции

Наименование		Диаметр паропровода, мм	Длина паропровода, м	Температура пара в начале участка, °С	Температура пара в конце участка, °С	Толщина изоляции без учета усадки, мм
УТЗ	к.28000	219	248	218,9	217,84	144
		159	160,8	217,84	214,34	134
УТЗ	к.28006	219	127,2	215,6	214,8	139

Общая длина трубопровода:

- DN 150 – 160,8 м;
- DN 200 – 375,2 м.

Для обеспечения работоспособности системы пароснабжения при экстремальных отклонениях температуры наружного воздуха от расчетной (расчетная - температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92: t_p – минус 33 °С) толщина тепловой изоляции, исходя из номенклатуры изделий, принята с превышением над расчетной толщиной, что обеспечивает минимизацию тепловых потерь через теплоизоляцию и, соответственно, минимальные потери пара в виде конденсата, отводимого через постоянные дренажи, а также исключает возникновение гидроударов в системе.

Таким образом, по результатам расчетов трубопроводы изолируются матами прошивными из минеральной ваты:

Индв. № инв. №	
Подп. и дата	
Индв. № подл.	

1	-	241-23	Зам.		25.07.23	2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		15

толщиной в конструкции 160 мм в обкладке из металлической сетки для паропроводов DN 150 с наружным покрытием листом тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,5 мм;

толщиной в конструкции 160 мм в обкладке из металлической сетки для паропроводов DN 200 с наружным покрытием листом тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,5 мм.

Арматура изолируется съёмной теплоизоляционной конструкцией из полуфутляров, состоящих из матов прошивных в обкладке из металлической сетки толщиной в конструкции 160 мм для паропроводов DN 150, DN 200 с наружным покрытием листом тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,5 мм.

При этом температура на поверхности паропровода на открытом воздухе при металлическом покровном слое не превышает 55 °С.

Срок эксплуатации теплоизоляционных изделий не менее 10 лет.

3.2 Антикоррозионные покрытия

Защита от коррозии наружной поверхности низколегированных стальных труб паропроводов выполняется в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 (актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85). Для эксплуатации на открытом воздухе при слабоагрессивной среде и рабочей температуре 224 °С применено органосиликатное покрытие с общей толщиной лакокрасочного покрытия 200 мкм. Марка применённого покрытия – ОС-51-03 Теплосеть по ТУ 84-725-78. Покрытие наносится на подготовленную поверхность металла трубы в два слоя. Подготовка поверхности металла труб под покраску выполняется в соответствии с ГОСТ 9.402-2004 «Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию» в следующей последовательности:

механическая очистка стальными щётками до степени очистки – St3;

обеспыливание путем обдува поверхностей сжатым воздухом;

обезжиривание уайт-спиритом с проверкой чистоты поверхности металла протиранием чистой белой салфеткой, марлей или белой бумагой.

Подготовленный к окрашиванию металл на открытых площадках окрашивается не позднее 4 часов после проведения очистки и обезжиривания.

Окраска производится по сухой, обезжиренной поверхности при температуре окружающего воздуха и подложки от минус 30 °С до плюс 40 °С.

Металлические поверхности окрашиваются в 2 перекрестных слоя с промежуточной сушкой между слоями «до отлипа» 0,5-2,0 час в зависимости от температуры окружающего воздуха.

В процессе подготовки и нанесения покрытия осуществляется контроль качества лакокрасочных материалов (ЛКМ).

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

Входной контроль производится в следующих случаях:

- наличие сомнения в качестве ЛКМ;
- истек гарантийный срок хранения материала;
- по требованию заказчика.

Входной контроль лакокрасочных материалов, поступивших от поставщика или со склада, производится обычно исполнителем окрасочных работ либо контролером ОТК на соответствие ЛКМ техническим условиям изготовителя. Выполнение контрольных операций и результаты контроля оформляются документально на всех стадиях подготовки лакокрасочных материалов.

Контроль, проводимый перед нанесением и в процессе нанесения лакокрасочных материалов:

до начала окрасочных работ необходимо проконтролировать состояние поверхности;

перед нанесением лакокрасочных материалов и в процессе работы проводится тщательный пооперационный контроль всего технологического процесса, включая:

- работоспособность оборудования, технологической оснастки, приборов контроля;
- квалификацию персонала;

соответствие климатических условий требованиям технологической документации на проведение окрасочных работ;

параметры технологического процесса;

качество выполнения отдельных технологических операций;

соблюдение правил техники безопасности и охраны окружающей среды.

Контроль в процессе нанесения лакокрасочных материалов проводится по следующим показателям:

сплошность покрытия по всей площади поверхности;

толщина сырого слоя;

толщина сухого слоя;

количество слоев покрытия;

адгезия;

степень высыхания каждого слоя покрытия перед нанесением последующего слоя.

3.3 Мероприятия по промышленной безопасности паропроводов

Безопасная эксплуатация паропроводов обеспечивается за счет наладки системы перед вводом в эксплуатацию после монтажа (пуско-наладка) и в процессе эксплуатации (режимная наладка); выполнения ремонтов для поддержания оборудования в работоспособном состоянии.

При проведении технического освидетельствования трубопроводов следует уделять внимание участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

Объём и периодичность плановых работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования под давлением определяется графиком, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации с учётом требований, указанных в руководствах (инструкциях) по эксплуатации, а также информации о текущем состоянии оборудования, полученной по результатам технических освидетельствований и эксплуатационного контроля при работе.

Трубопроводы пара при проведении технического освидетельствования (первичного, периодического и внеочередного) должны подвергаться:

а) наружному осмотру и гидравлическому испытанию – перед пуском вновь смонтированного трубопровода, после реконструкции и ремонта трубопровода, связанного со сваркой и термической обработкой, а также перед пуском трубопровода после его нахождения в состоянии консервации свыше двух лет;

б) наружному осмотру - с периодичностью не реже 1 раза в 12 месяцев (если нет иных указаний по срокам проведения в руководстве (инструкции) по эксплуатации), а также если характер и объём ремонта не вызывают необходимости внеочередного освидетельствования.

При техническом освидетельствовании трубопроводов также допускается применение методов неразрушающего контроля.

Периодическое освидетельствование трубопроводов проводят не реже одного раза в три года, если иные сроки не установлены в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

Наружный осмотр трубопроводов проводится в два этапа в холодном и горячем состоянии с целью проверки отсутствия заземлений трубопровода, препятствующих перемещению при тепловом расширении.

Объём и периодичность плановых работ по техническому обслуживанию и ремонту паропроводов определяется графиком, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации с учётом требований, указанных в руководствах (инструкциях) по эксплуатации, а также информации о текущем состоянии оборудования, полученной по результатам технических освидетельствований (диагностирования) и эксплуатационного контроля при работе паропроводов.

Более подробно материалы по данному разделу представлены в комплекте 2935-3200-ЕН-24-ТБЭ «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства»

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

4 Перечень мер по защите трубопроводов от агрессивного воздействия грунтов и грунтовых вод

Прокладка трубопроводов предусмотрена надземной. Защита от грунтовых вод не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
			1	-	241-23	Зам.		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

5 Обоснование принятых систем и принципиальных решений по отоплению, вентиляции и кондиционированию воздуха помещений

Решения по отоплению, вентиляции и кондиционированию воздуха помещений в данном томе не рассматриваются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
			1	-	241-23	Зам.		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

6 Обоснование энергетической эффективности конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха помещений, тепловых сетях

Проектные решения по строительству тепловой сети выполнены с соблюдением требований нормативных документов, направленных на обеспечение энергоэффективности зданий и сооружений.

Энергоэффективность тепловой сети обеспечивается за счет:

- получения оптимального гидравлического расчета;
- оптимального подбора диаметров паропровода;
- оптимального подбора материала теплоизоляционной конструкции с низким коэффициентом теплопроводности;
- длительного срока эксплуатации теплоизоляционных изделий;
- срока службы труб не менее 30 лет.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
			1	-	241-23		Зам.
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

7 Сведения о тепловых нагрузках на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение на производственные и другие нужды

Решения по отоплению, вентиляции и кондиционированию воздуха помещений в данном томе не рассматриваются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
			1	-	241-23	Зам.		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

8 Описание мест расположения приборов учета используемой тепловой энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Учет тепловой энергии производится на котельной и на кустах скважин. В данном разделе проектной документации эти решения не предусматриваются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
			1	-	241-23		Зам.
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

9 Сведения о потребности в паре

Пар подается к кустам скважин для термического воздействия на продуктивный пласт месторождения сверхвязкой нефти. Подача пара к кустам скважин выполняется по надземным трубопроводам. Схемой паропроводов обеспечивается подача пара в скважины с максимальным избыточным давлением пара на устье скважин 2,4 МПа.

В период обустройства Морозного поднятия прогрев пласта сверхвязкой нефти осуществляется через все скважины куста (добывающие и нагнетательные). Прогрев кустов скважин осуществляется поочередно.

Расход пара к кусту 28000 по отдельной ветке проектируемого распределительного паропровода диаметром 159х7 от точки врезки в существующий паропровод диаметром 273х9 в районе угла поворота УП41 к существующему кусту 28006. Расход пара к дополнительным скважинам куста 28006 по проектируемому продолжению ветки существующего распределительного паропровода диаметром 219х8 в районе неподвижной опоры Н128.

В таблице 9.1 указаны максимальные расходы пара на устье скважин.

Таблица 9.1 – Расчетные расходы пара

Номер куста	Наименование потребителя	Расчетный тепловой поток, т/сут		
		Технологические нужды, по этапам:		Всего
		Освоение	Эксплуатация	
28000	Куст скважин, в т.ч.:	540	270	270
	добывающие	270	-	-
	нагнетательные	270	270	-
28006	Куст скважин, дополнительные скважины, в т.ч.:	540	270	270
	добывающие	270	-	-
	нагнетательные	270	270	-
Итого:		-	-	540

Общий объем закачиваемого пара в скважины принят согласно технологическим показателям эксплуатационных скважин Морозного поднятия СВН (приложение Б).

Общий объем закачиваемого пара в скважины с учетом существующих кустов и

Инд. № инв. №	
Подп. и дата	
Инд. № подл.	

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

проектируемых кустов приведен в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Объемы закачиваемого пара

Номер куста	Объем закачиваемого пара, т/сут	
	Существующий	Проектируемый
28000		270
28006	180	270
28016	450	
28026	450	
28036	270	
28044	540	
Итого	1980	540
Всего	2430	

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

Лист

25

10 Обоснование оптимальности размещения отопительного оборудования, характеристик материалов для изготовления воздуховодов

Размещение отопительного оборудования и воздуховодов в данном разделе проектной документации не предусматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
			1	-	241-23	Зам.		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

11 Обоснование рациональности трассировки воздуховодов вентиляционных систем - для объектов производственного назначения

Размещение отопительного оборудования и воздуховодов в данном разделе проектной документации не предусматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
			1	-	241-23	Зам.		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

12 Описание технических решений, обеспечивающих надежность работы систем в экстремальных условиях

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

Надежность работы проектируемых трубопроводов обеспечивается:

- 1) вероятностью безотказной работы;
- 2) способностью трубопроводов сохранять работоспособность в экстремальных условиях (живучесть);
- 3) минимально допустимым показателем готовности тепловых сетей ($K_g=0,97$) согласно п.6.29 СП 124.13330.2012.

Надежность работы в экстремальных условиях обеспечивается очередностью ремонта и заменой трубопроводов, деталей, арматуры и оборудования частично или полностью утративших свой ресурс; необходимостью прогрева и заполнением трубопроводов во время и после окончания ремонтно–восстановительных работ; своевременным дренажом. Для этого в высших точках паропровода, тепловой сети устанавливаются автоматические воздушные клапаны, в нижних точках трубопроводов и перед вертикальными подъемами предусматривается постоянный дренаж трубопроводов. Для надежности работы в экстремальных условиях проектируемые трубопроводы заложены с запасом прочности не менее допустимого расчетом.

Для предотвращения аварийных ситуаций, вызванных коррозионным износом материалов стенки трубопровода в соответствии с ГОСТ Р 55596-2013 «Сети тепловые. Нормы и методы расчета на прочность и сейсмические воздействия» для расчетного ресурса трубопровода 30 лет принята увеличенная эксплуатационная прибавка – 3 мм к расчетной толщине стенки трубы.

Для обеспечения работоспособности системы пароснабжения при экстремальных отклонениях температуры наружного воздуха от расчетной (расчетная – температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92: t_p – минус 33 °С) толщина тепловой изоляции, исходя из номенклатуры изделий, принята с превышением над расчетной толщиной на 20 %, что обеспечивает минимизацию тепловых потерь через теплоизоляцию и, соответственно минимальные потери пара в виде конденсата, отводимого через постоянные дренажи, а также исключает возникновение гидроударов в системе.

Работоспособность системы пароснабжения после длительных (более 54 ч)

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

остановов обеспечивается наличием пусковых дренажей, обеспечивающих быстрый прогрев системы.

Охранные зоны тепловых сетей устанавливаются вдоль трасс прокладки тепловых сетей в виде земельных участков шириной не менее 3 метра в каждую сторону от края строительных конструкций («Типовые правила охраны коммунальных тепловых сетей», утв. приказом Минстроя РФ от 17 августа 1992 г. № 197).

В пределах охранных зон тепловых сетей не допускается производить действия, препятствующие ремонту:

- размещать автозаправочные станции, хранилища горюче-смазочных материалов, складировать агрессивные химические материалы;

- загромождать подходы и подъезды к объектам и сооружениям тепловых сетей, складировать тяжелые и громоздкие материалы, возводить временные строения и заборы;

- устраивать спортивные и игровые площадки, неорганизованные рынки, остановочные пункты общественного транспорта, стоянки всех видов машин и механизмов, гаражи, огороды и т.п.;

- устраивать всякого рода свалки, разжигать костры, сжигать бытовой мусор или промышленные отходы;

- производить работы ударными механизмами, производить сброс и слив едких и коррозионно-активных веществ и горюче-смазочных материалов;

- снимать покровный металлический слой тепловой изоляции; разрушать тепловую изоляцию; ходить по трубопроводам надземной прокладки (переход через трубы разрешается только по специальным переходным мостикам).

В соответствии с требованиями п.9.20 СП 124.13330 в местах пересечения паропроводов с воздушными линиями электропередачи предусматривается заземление всех электропроводящих элементов паропроводов расположенных на расстоянии по горизонтали по 5 м в каждую сторону от проводов (см. 2935-3200-ЕН-24-ИОС1).

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

13 Описание систем автоматизации и диспетчеризации процесса регулирования отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха

Размещение систем автоматизации и диспетчеризации процесса регулирования отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха в данном разделе проектной документации не предусматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №		2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
						30
	1	-	241-23	Зам.		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

14 Характеристика технологического оборудования, выделяющего вредные вещества, и сведения о проектных решениях по обеспечению нормативных требований к качеству воздуха рабочей зоны и параметрам микроклимата - для объектов производственного назначения

Технологическое оборудование, выделяющее вредные вещества в настоящем томе не рассматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
			1	-	241-23	Зам.		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

15 Обоснование выбранной системы очистки от газов и пыли - для объектов производственного назначения

Разработка данного раздела (главы) текстовой части не требуется на основании того, что в проектируемом здании отсутствует оборудование с выделением газа и пыли.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
			1	-	241-23	Зам.		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

16 Перечень мероприятий по обеспечению эффективности работы систем вентиляции в аварийной ситуации (при необходимости)

Размещение систем вентиляции в данном разделе проектной документации не предусматривается.

Инв. № подл.		Подп. и дата		Взам. инв. №		2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ		Лист
1	-	241-23	Зам.		25.07.23		33	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

18 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих тепловую энергию, параметрах и режимах их работы

Согласно техническому заданию установками, потребляющими тепловую энергию, являются 3 добывающие и 3 паронагнетательные скважины куста скважин №28000 и дополнительные 3 добывающие и 3 паронагнетательные скважины куста скважин №28006.

Техническое решение по отбору сверхвязкой нефти из скважин обосновывается выбором рационального подъема жидкости. Условия залегания сверхвязкой нефти характеризуются сравнительно малыми глубинами, низкими значениями пластовых давлений и температур, высокой вязкостью в пластах. Для увеличения притока сверхвязкой нефти используется термический метод воздействия на пласт, а именно нагнетание высокотемпературного пара в нагнетательной скважине. Воздействие высокотемпературного пара способствует снижению вязкости и повышению пластовой энергии.

Для первоначального пуска добывающей скважины сначала в нее подается пар для разогрева пласта и, вследствие, снижения вязкости нефти. Затем запускается погружной насос и идет добыча продукции.

В период обустройства месторождения прогрев продуктовых пластов осуществляется через все скважины куста (добывающие и нагнетательные).

Прогрев пласта осуществляется поочередно, по мере готовности скважин к постоянной эксплуатации.

Паронагнетательная скважина весь период работает на подачу пара в скважину. Подача высокотемпературного пара способствует снижению вязкости нефти, повышению пластовой энергии и повышает отдачу пласта.

Паронагнетательная скважина оборудована датчиком расхода пара, что позволяет учитывать количество пара и его параметры. Схемой паропроводов обеспечивается подача пара в скважины с давлением не более 2,4 МПа.

Режим работы системы сбора нефти, газа и подачи пара непрерывный, круглосуточный.

Источником пароснабжения скважин является существующая котельная «Морозная» общей производительностью 125 т/ч. Параметры теплоносителя:

Давление насыщенного пара избыточное – 2,6 МПа.

Температура – 224 °С.

Степень сухости пара – 99 %.

Проектная документация по объекту «Котельная «Морозная» разработана ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект» в рамках титула 2084-3200-ЕН-4 на основании

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

технического условия на проектирование, что обеспечивает соответствие технологических параметров на граничных узлах проектируемых объектов. Проектная документация получила положительное заключение №16-1-1-3-014027-2019 в ГАУ «Управление государственной экспертизы и ценообразования Республики Татарстан по строительству и архитектуре».

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №		2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
	1	-	241-23	Зам.		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

19 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода теплоносителей в объекте капитального строительства

Согласно техническому заданию мощность производства составляет:

Максимальная годовая добыча жидкости – 194,4 тыс.т (2023 г.)

Максимальная годовая добыча нефти – 60,48 тыс.т (2023 г.).

Максимальная годовая закачка пара – 189,6 тыс. т (2022 г.)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист		
			1	-	241-23	Зам.			25.07.23	37
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.	Дата	

20 Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов теплоносителей и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности не распространяются)

Нормируемые показатели удельных годовых расходов теплоносителей представлены в таблице 20.1.

Таблица 20.1 – Нормируемые показатели удельных годовых расходов теплоносителей

Номер куста	Наименование потребителя	Нормируемые показатели удельных годовых расходов теплоносителей, т/год	
		Эксплуатация	Всего
28000	Куст скважин, в т.ч.:	98 550	98 550
	добывающие	-	-
	нагнетательные	98 550	-
28006	Куст скважин, дополнительные скважины, в т.ч.:	98 550	98 550
	добывающие	-	-
	нагнетательные	98 550	-
Итого:		-	197 100

Общий объем закачиваемого пара в скважины принят согласно технологическим показателям эксплуатационных скважин Морозного поднятия СВН.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист		
			1	-	241-23	Зам.			25.07.23	38
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.	Дата	

21 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования используемых теплоносителей

Разработка данного раздела (главы) текстовой части не требуется на основании того, что в объеме проектирования распределительных паропроводов учет и контроль расходования используемых теплоносителей не предусматривается. Учет расхода пара предусматривается на устьях скважин, разрабатываемых в разделе 2935-3200-ЕН-24-ТХР1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
1	-	241-23	Зам.		25.07.23	39		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

22 Спецификация предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход теплоносителей, в том числе основные их характеристики

Предполагаемое к применению оборудование, изделия и материалы:

1. Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем с фланцевым присоединением к трубопроводу, присоединительные размеры по ГОСТ 33259 ряд 1. Управление задвижки: ручное маховиком. Конструктивное исполнение клиньев - 2-х дисковый клин. Климатическое исполнение У1. Материал корпуса - Сталь 20Л. Рабочая среда - водяной пар с параметрами 3,5 МПа, 250 °С. Расчетная температура окружающего воздуха – минус 33 °С. Тип уплотнительной поверхности фланцев арматуры исполнения Е. Класс герметичности затвора – «А» по ГОСТ 9544-2015, испытательная среда - вода, давление испытаний Рисп=1,1PN

ЗКЛ2 DN 200 PN 40 30с15нж – 1 шт.

2. Клапан запорный стальной фланцевый, сталь 25ГЛ, уплотнительная поверхность фланцев корпуса «Е» Класс герметичности затвора - «А» по ГОСТ 9455-2015, испытательная среда - вода, давление испытаний Рисп=1,1PN Pраб.=3,5 МПа, Траб.=250 °С,

DN 50 – 4 шт;

DN 25 – 15 шт.

3. Клапан запорно-регулирующий игольчатого типа. Класс герметичности затвора - «А» по ГОСТ 33257-2015, испытательная среда - вода, давление испытаний Рисп=1,1PN Pраб.=3,5 МПа, Траб.= 250 °С,

DN 50 – 4 шт;

DN 25 – 5 шт.

4. Термодинамический конденсатоотводчик фланцевый (оснащен встроенным фильтром), уплотнительная поверхность фланцев корпуса «Е» Pраб.=3,5 МПа, Траб.= 250 °С,

DN 25 – 4 шт.

Труба стальная бесшовная горячедеформированная из стали марки 09Г2С, изготавливается по группе В ГОСТ 8732-78 / ГОСТ 8731-74:

Труба 32х3 В 09Г2С – 15 м;

Труба 57х4 В 09Г2С – 8 м;

Труба 159х7 В 09Г2С – 161 м;

Труба 219х8 В 09Г2С – 375 м.

Конструкция теплоизоляционная навесная для надземных трубопроводов и

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

арматуры, в составе:

Слой теплоизоляционный

Мат прошивной в обкладке с одной стороны из металлической сетки марки 100, длиной 3000, шириной 1000 и толщиной 60 и 80 мм МП(МС)-100-3000.1000.80, в один или два слоя;

Покрытие

Оцинкованная сталь толщиной 0,55 мм, шириной 1000 мм, длиной 3000 мм, нормальной точности прокатки Б, нормальной плоскостности ПН, с необрезной кромкой НО группы ОН, с узором кристаллизации КР, с нормальной разнотолщинностью НР, первого класса цинкового покрытия ОЦ Б-ПН-НО-0,55x1000x3000 / СтЗпс ОН-КР-НР-1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ	Лист
			1	-	241-23	Зам.		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Ссылочные нормативные документы

	Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, подраздела, приложения документа, на который дана ссылка
СП 131.13330.2020	Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* Строительная климатология	1.4
СТО ЦКТИ 10.003-2007	Трубопроводы пара и горячей воды тепловых станций. Общие технические требования к изготовлению	3
ГОСТ 8731-74	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования	3, 22
ГОСТ 19281-2014	Прокат повышенной прочности. Общие технические условия	3
ГОСТ 17375-2001	Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R около 1,5 DN). Конструкция	3
ГОСТ 17376-2001	Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция	3
ГОСТ 17378-2001	Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция	3
ГОСТ 17379-2001	Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция	3
ГОСТ 8732-78	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент	22
ГОСТ Р 55596-2013	Сети тепловые. Нормы и методы расчета на прочность и сейсмические воздействия	12
СНиП 3.05.03-85	Тепловые сети	3
СП 124.13330.2012	Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 Тепловые сети	12
СП 28.13330.2017	Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии	3
ГОСТ 9544-2015	Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов	3, 22
СП 61.13330.2012	Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов	3
	Типовые правила охраны коммунальных тепловых сетей, утвержденные приказом Минстроя РФ от 17 августа 1992 г. № 197	12

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

Приложение А
(справочное)
Унифицированный сортамент трубной продукции

ПАО «ТАТНЕФТЬ»
имени В.Д. Шашина



В.Д. Шашин исемендәгә
«ТАТНЕФТЬ» ААҖ

УПРАВЛЕНИЕ ПО ДОБЫЧЕ
СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

ҮТӘ ҮЗЛЕ НЕФТЬ
ЧЫГАРУ ИДАРӘСЕ

ул. Ш. Марджани, 82, г. Альметьевск,
Республика Татарстан, 423450

Ш. Маржани ур., 82, Әлмәт шәһәре,
Татарстан Республикасы, 423450

« _____ » _____ 2018 г. № _____

Первому заместителю генерального
директора по разведке и добыче
нефти и газа
ПАО «Татнефть»
Р.Х. Халимову

*Унифицированный сортамент
трубной продукции.*

Уважаемый Рустам Хамисович!

В целях сокращения сроков комплектации, строительства объектов по проектам разработки залежей СВН и применения в проектной документации унифицированных материалов, прошу Вас утвердить «Унифицированный сортамент трубной продукции по объектам разработки залежей СВН» (Приложение №1).

Приложение:

1. Унифицированный сортамент трубной продукции по объектам разработки залежей СВН.

Начальник управления по добыче СВН

М.И. Амерханов

Документ создан в электронной форме. № 404.М/с/И/А от 23.07.2018. Исполнитель: Габиллов Т.Д.
Страница 1 из 10. Страница создана: 19.07.2018 09:38



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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

Лист
43

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

1	-	241-23	Зам.	<i>30</i>	25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель генерального
директора по разведке и
добыче нефти и газа
ПАО "Татнефть"
Р.Х. Халимов
" " " 2018г.

Унифицированный сортамент трубной продукции по объектам разработки залежей СВН

Диаметр, мм	Перепроводы, 09ГЭС гр.В ГОСТ 8732-78		Не-флепроводы, ст.20 К-42 гр.В ГОСТ 20295-85		Водоводы пресной воды (давление до 4 МПа) по ГОСТ 10704-91. Труба из стали В10 ГОСТ 10705-80		Водоводы низконапорные, (давление до 4 МПа) ст.20 гр.В ГОСТ 10704-91		Водоводы высоконапорные, (давление до 11 МПа) ст.20 ГОСТ 8731		Газопроводы (подземные), ст.20 гр.В ГОСТ 10704-91/10705- 80	
	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм	толщина стенки, мм
89	5,5	4	3	3	3	3	3	3	5	5	4	4
114	6	4,5	4	4	4	4	4	4	6	6	4	4
159	7	5	5	5	5	5	5	5	8	8	4,5	4,5
219	8	6	6	6	6	6	6	6	10	10	5	5
273	9	7	7	7	7	7	7	7	13	13	6	6
325	9,5	8	8	8	8	8	8	8	15	15	6	6
377	10	8	8	8	8	8	8	8	17	17	7	7
426	12	10	9	9	9	9	9	9	-	-	7	7

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

**Приложение Б
(справочное)**

**Технологические показатели эксплуатационных скважин
Морозного поднятия СВН**

№п/п	№ скв.	куст	Длина горизонтального ствола, м	Количество точек подачи пара, ед	Назначение	Температура пара на устье скважин, град.	Допустимое давление закачки пара, МПа	Закачка пара, т/сут	Добыча жидкости, т/сут	Добыча СВН, т/сут	
1	28006	28006		1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
2	28007			2	нагнетательная	230	2,4	90			
3	28008			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
4	28009			2	нагнетательная	230	2,4	90			
5	28010			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
6	28011			2	нагнетательная	230	2,4	90			
7	28012			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
8	28013			2	нагнетательная	230	2,4	90			
9	28014			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
10	28015			2	нагнетательная	230	2,4	90			
11	28000	28000		1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
12	28001			2	нагнетательная	230	2,4	90			
13	28002			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
14	28003			2	нагнетательная	230	2,4	90			
15	28004			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
16	28005			2	нагнетательная	230	2,4	90			
17	28016	28016		1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
18	28017			2	нагнетательная	230	2,4	90			
19	28018			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
20	28019			2	нагнетательная	230	2,4	90			
21	28020			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
22	28021			2	нагнетательная	230	2,4	90			
23	28022			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
24	28023			2	нагнетательная	230	2,4	90			
25	28024			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
26	28025			2	нагнетательная	230	2,4	90			
27	28026	28026		1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
28	28027			2	нагнетательная	230	2,4	90			
29	28028			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
30	28029			2	нагнетательная	230	2,4	90			
31	28030			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
32	28031			2	нагнетательная	230	2,4	90			
33	28032			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
34	28033			2	нагнетательная	230	2,4	90			
35	28034			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
36	28035			2	нагнетательная	230	2,4	90			
37	28042	28042		1	добывающая	230	2,4	90	90	25	
38	28036			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
39	28037			2	нагнетательная	230	2,4	90			
40	28038			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
41	28039			2	нагнетательная	230	2,4	90			
42	28040			1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
43	28041			2	нагнетательная	230	2,4	90			
44	28043			1	добывающая	230	2,4	90	90	25	
45	28044	28044	486	1	добывающая	230	2,4	90	110	25	
46	28045			482	2	нагнетательная	230	2,4	90		
47	28046			713	2	добывающая	230	2,4	90	110	25
48	28047			721	2	нагнетательная	230	2,4	90		
49	28048			749	2	добывающая	230	2,4	90	110	25
50	28049			752	2	нагнетательная	230	2,4	90		
51	28050			736	2	добывающая	230	2,4	90	110	25
52	28051			740	2	нагнетательная	230	2,4	90		
53	28052			650	1	добывающая	230	2,4	90	110	25
54	28053			638	2	нагнетательная	230	2,4	90		
55	28054			490	1	добывающая	230	2,4	90	110	25
56	28055			460	2	нагнетательная	230	2,4	90		
Закачка в нагнетательные скважины								2430			

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

1	-	241-23	Зам.		25.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ТЧ

Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	Изм.1
2	План паропровода	
3	Схема паропровода	Изм.1

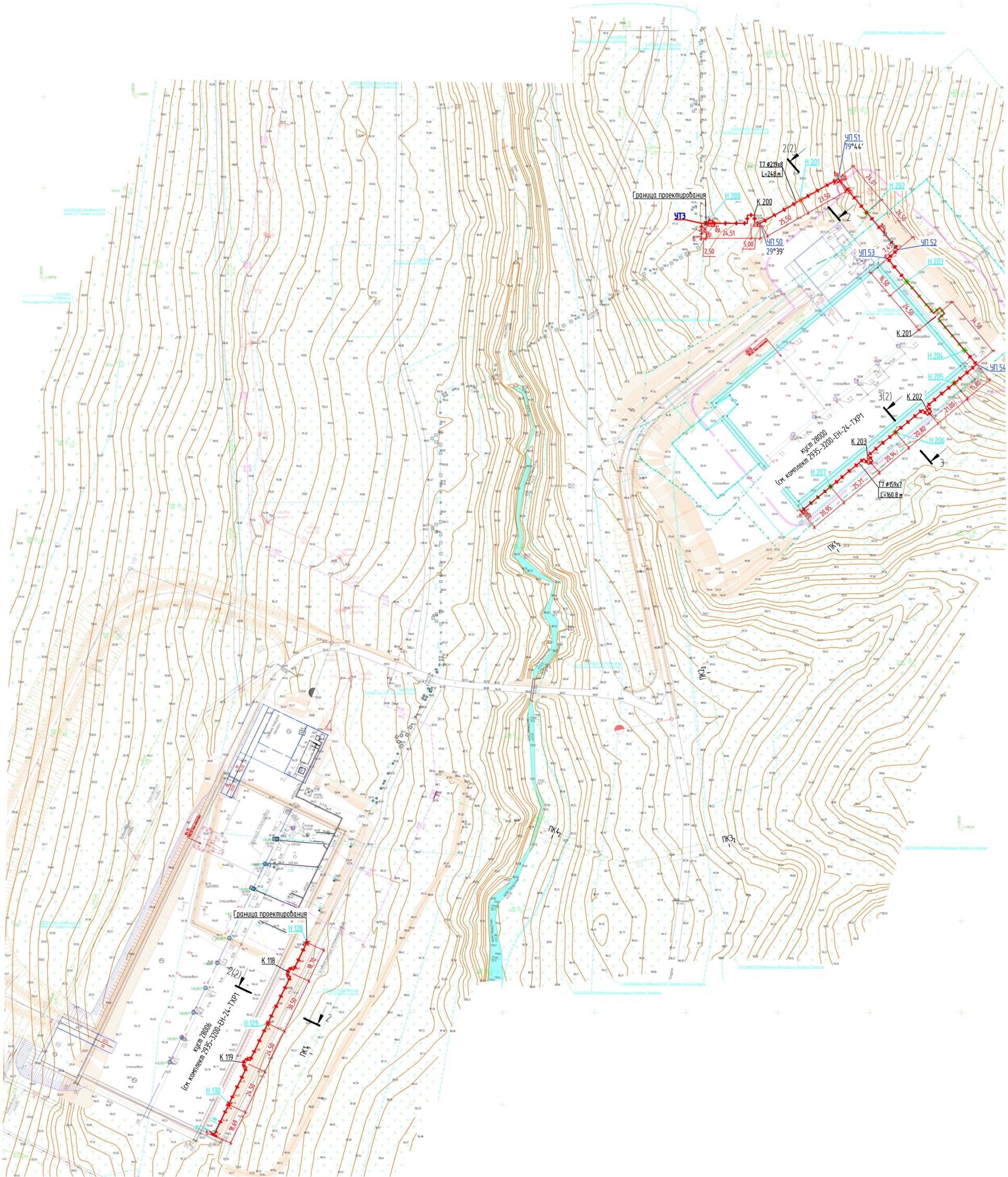
Согласовано	

Взам. инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

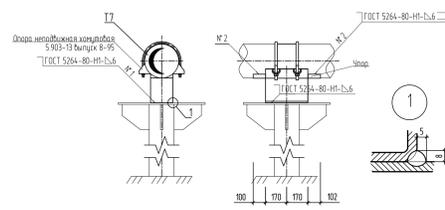
						2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2-ГЧ			
1	-	241-23	Зам.	<i>Земцова</i>	25.07.23	Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.		Якупова		<i>Якупова</i>	18.09.23	Ведомость графической части	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Земцова		<i>Земцова</i>	18.09.23		П	1	3
Нач. отдела		Кушанова		<i>Кушанова</i>	18.09.23				
Н. контр.		Камалетдинова		<i>Камалетдинова</i>	18.09.23		ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		
ГИП		Шафиков		<i>Шафиков</i>	18.09.23				



Создано
Изм.
Исп.
Провер.
Утверд.
Исполн.

						2935-3200-ЕН-24-ИОС 4.2		
						Устройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины		
Изм.	Кол-во	Лист	Ивок	Подпись	Дата	Тепловые сети		Страница
Разраб.	Якулова	1		<i>[Signature]</i>	03.12.22	П		2
Проб.	Земцова	1		<i>[Signature]</i>	03.12.22	Лист		2
Нач. отд.	Кушанова	1		<i>[Signature]</i>	03.12.22	Листов		
Н. контр.	Камалетдинова	1		<i>[Signature]</i>	03.12.22	План паропровода		000 П4 "Упа.трубопроводостройпроект"
ГИП	Шафиков	1		<i>[Signature]</i>	03.12.22	ГИП		Формат А1

2935-3200-ЕН-24-ИОС 4.2_2.dwg



Скользкая опора для трубопроводов с уклоном более 8 %

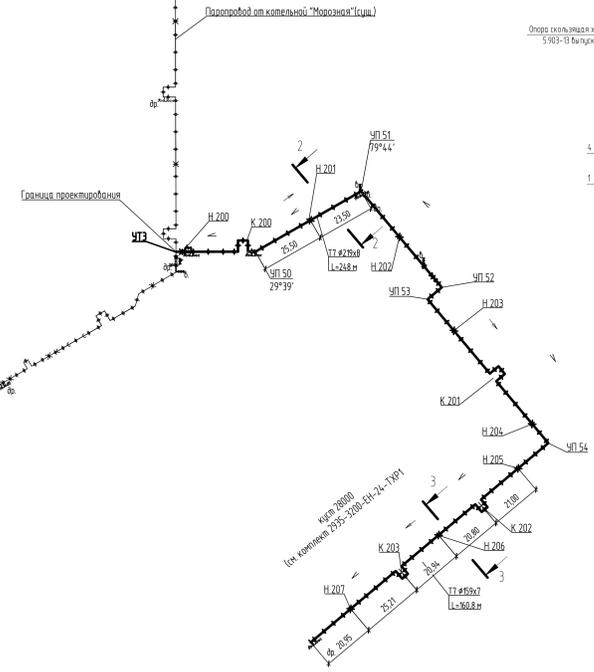
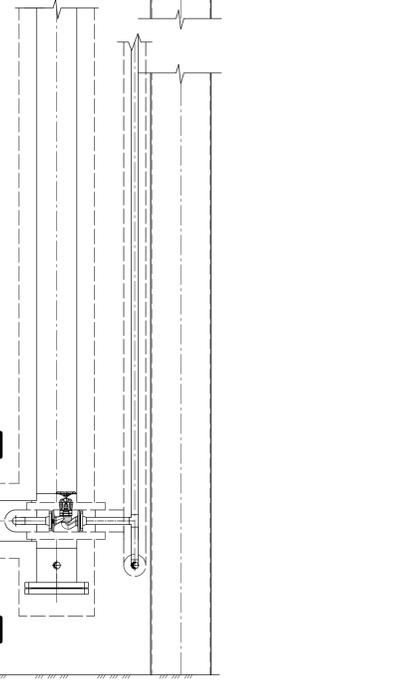
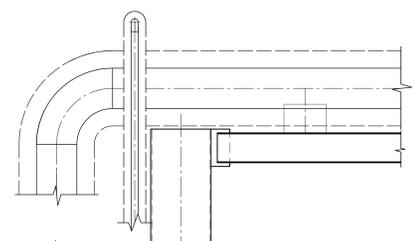
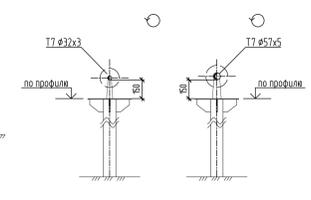
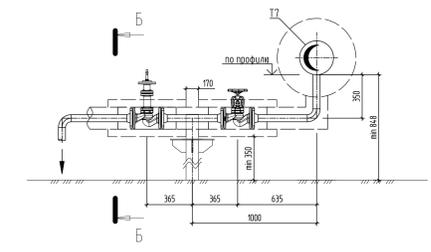
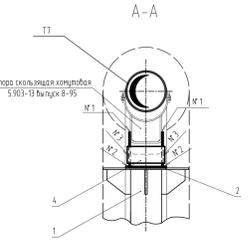
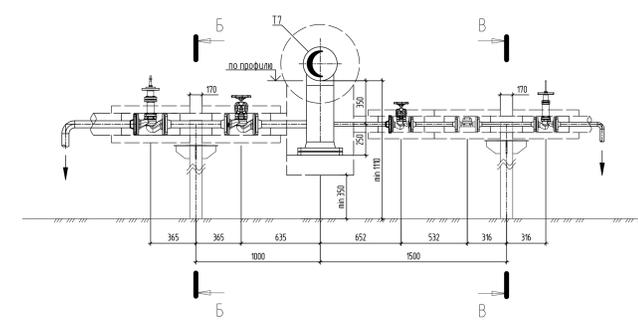
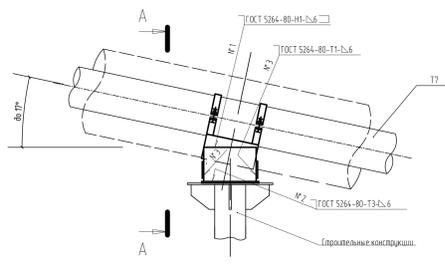
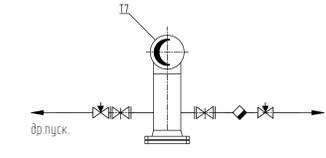
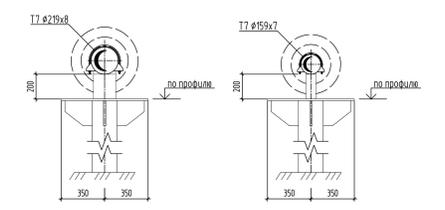


Схема кармана для пускового и постоянного дренажа и продувки паропровода

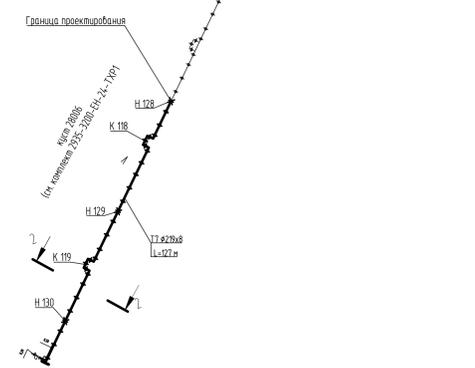
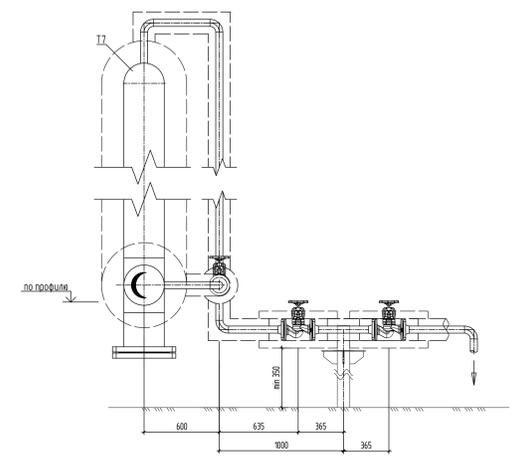
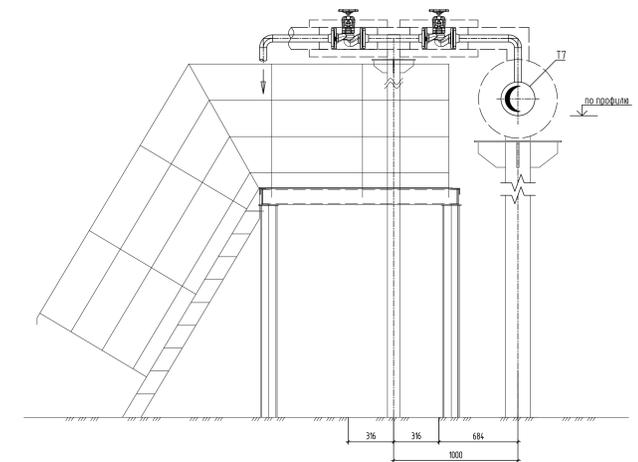
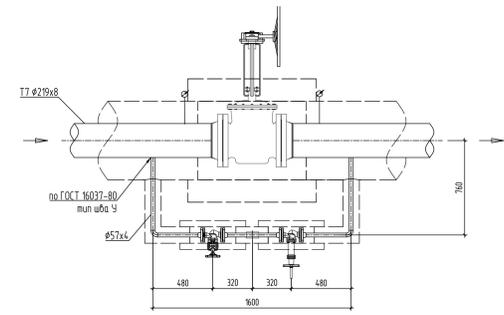


Условные обозначение

Обозначение	Примечание
→	Направление потока пара
⊗	Задвижка
⊕	Воздушник
⊙	Дренаж постоянный и пусковой
⊖	Клапан запорно-регулирующий
⊚	Конденсатотбойчик
⊛	Дренаж пусковой



Обводная линия на задвижке



				2935-3200-ЕН-24-ИОС4.2	
Изм.	Колуч.	Лист	Рис.	Дата	Обустройство Морозного подстанции Морозного месторождения скважинной нефти. Дополнительные скважины
1	1	1	1	28.07.23	
Рисован	Экземпляр	Лист	Рис.	Дата	Тепловые сети
Проб.	Экземпляр	Лист	Рис.	Дата	п 3
Нач. отд.	Экземпляр	Лист	Рис.	Дата	
Н. комп.	Экземпляр	Лист	Рис.	Дата	Схема паропровода
Г.И.П.	Экземпляр	Лист	Рис.	Дата	03/01/23 "Взвешивание"