

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

**Сургутский
научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»
структурное подразделение**

Заказчик - НГДУ «Сургутнефть»

**СТАНЦИЯ НЕФТЕНАСОСНАЯ ДОЖИМНАЯ С УПСВ.
ТУКАНСКИЙ УЧАСТОК НЕДР**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Площадочные объекты

Книга 1. Текстовая часть

17342-ТР1.1

Том 6.1.1

2023

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Сургутский
научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»
структурное подразделение

СТАНЦИЯ НЕФТЕНАСОСНАЯ ДОЖИМНАЯ С УПСВ.
ТУКАНСКИЙ УЧАСТОК НЕДР

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Площадочные объекты

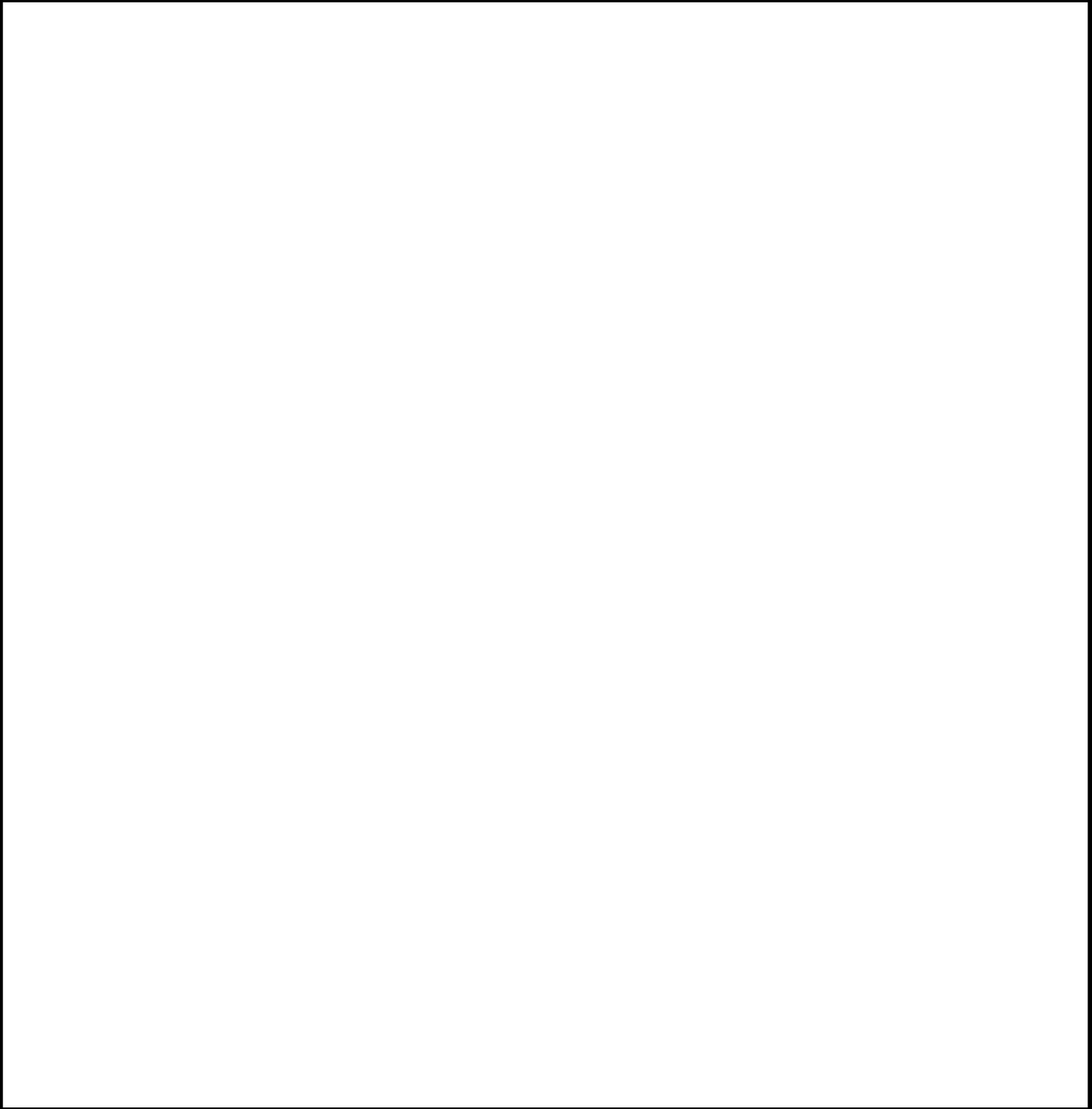
Книга 1. Текстовая часть

17342-ТР1.1

Том 6.1.1

Инв. № подл.	Взам. инв. №		
1023106			
Подп. и дата	Главный инженер	13.03.2023	А.П.Пестряков
	Главный инженер проекта	13.03.2023	И.М.Стукалов
2023			

Обозначение	Наименование	Примечание
17342-ТР1.1-С	Содержание тома 6.1.1	2
17342-ТР1.1.ТЧ	Текстовая часть	3
	Общее количество листов документов, включенных в том	169



Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата						Взам. инв. №						
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1-С						
Разраб.		Архипов				13.03.23		Содержание тома 6.1.1				Стадия	Лист	Листов
Пров.		Шибанов				13.03.23						П		1
Нач. отд.		Водянов				13.03.23						ПАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»		
Н. контр.		Архипов				13.03.23								
ГИП		Стукалов				13.03.23								

Оглавление

1	ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ	7
1.1	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции	7
1.2	Характеристика принятой технологической схемы	18
1.3	Требования к организации производства	18
2	ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД	18
2.1	Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	19
3	ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ	19
4	ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ	19
5	ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	20
5.1	Основные технологические решения	20
5.2	Текущее состояние разработки	21
5.3	Дожимная насосная станция	24
5.3.1	Описание и обоснование технических решений, направленных на соблюдение требований технологического регламента ДНС с УПСВ	24
5.3.1.1	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Первая очередь	24
5.3.1.2	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Вторая очередь	24
5.3.1.3	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Третья очередь	32
5.3.1.4	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Четвертая очередь	32
5.3.1.5	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Пятая очередь	33

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1023106

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Архипов			13.03.23
Пров.		Шибанов			13.03.23
Нач. отд.		Водянов			13.03.23
Н. контр.		Архипов			13.03.23
ГИП		Стукалов			13.03.23

17342-ТР1.1.ТЧ

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	168
ПАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»		

5.3.1.6	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Шестая очередь	33
5.3.1.7	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Седьмая очередь	33
5.3.2	Характеристика применяемых реагентов	33
5.3.3	Краткая выписка из расчета оборудования и трубопроводов	36
5.3.3.1	Расчет сепараторов I ступени сепарации	36
5.3.3.2	Сепараторы II ступени сепарации	37
5.3.3.3	Газосепаратор (Г-1)	37
5.3.3.4	Скруббер (Г-2)	37
5.3.3.5	УПСВ Хитер-Тритер	37
5.3.3.6	Резервуар хранения нефти	38
5.3.3.7	Очистные сооружения	39
5.3.3.8	Станция насосная перекачки нефти	39
5.3.3.9	Узел учета нефти	39
5.3.3.10	Факельная установка	39
5.3.3.11	Расчет высоты факельной установки	40
5.3.4	Подбор диаметров трубопроводов ДНС Туканского нефтяного месторождения	42
5.3.5	Краткая характеристика проектируемого оборудования	43
5.3.6	Мероприятия по предупреждению осложнений при подготовке нефти	55
5.3.6.1	Защита от коррозии (изоляция трубопроводов)	55
5.3.6.2	Изоляция трубопроводов, арматуры и оборудования	57
5.3.7	Трубопроводы технологические	60
5.3.8	Назначение трубопроводов	60
5.3.8.1	Испытание трубопроводов	69
5.3.8.2	Расчет трубопроводов на прочность и плотность	70
5.3.8.3	Прокладка трубопроводов	73
5.3.9	Трубопроводы и детали трубопроводов с внутренним защитным покрытием	75

Взам. инв. №		5.3.7	Трубопроводы технологические.....					60	
		5.3.8	Назначение трубопроводов.....					60	
		5.3.8.1	Испытание трубопроводов					69	
		5.3.8.2	Расчет трубопроводов на прочность и плотность					70	
		5.3.8.3	Прокладка трубопроводов					73	
		5.3.9	Трубопроводы и детали трубопроводов с внутренним защитным покрытием					75	
Подп. и дата									
Инв. № подл.	1023106							17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

5.3.10	Монтаж трубопроводов.....	76
5.3.10.1	Монтаж трубопроводов и деталей трубопроводов с внутренним защитным покрытием.....	77
5.3.11	Арматура, необходимое количество арматуры.....	78
6	ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ.....	80
7	ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ.....	82
8	СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ, ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ОРГАНИЗУЕМЫХ ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТ ОТДЕЛЬНО ПО КАЖДОМУ ЗДАНИЮ, СТРОЕНИЮ И СООРУЖЕНИЮ, А ТАКЖЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛА	82
9	ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА (КРОМЕ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ), И РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И ДРУГИХ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ.....	89
10	ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	94
11	РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ.....	95
12	ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	95
13	СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ	96
14	ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	96

Взам. инв. №		13 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ 96							
Подп. и дата		14 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ..... 96							
Инв. № подл.	1023106								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ		Лист	3

15 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ 97

16 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ..... 98

17 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ 99

18 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СТАТЬЕЙ 8 ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА «О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ» 101

Приложение А (справочное) Копия технических требований на изготовление и поставку модульной системы измерения количества и параметров качества нефти для объекта капитального строительства «Станция нефтенасосная дожимная с установкой предварительного сброса воды (УПСВ). Туканский участок недр» 102

Приложение Б (справочное) Копия технических требований на изготовление и поставку блочного здания операторной для объекта «Станция нефтенасосная дожимная с установкой предварительного сброса воды (УПСВ). Туканский участок недр» 118

Приложение В (справочное) Копия «Альбом типовых емкостей дренажных подземных горизонтальных с наружной антикоррозионной изоляцией (для нефтепромысловых объектов и объектов производственного назначения, за исключением кустов скважин)» 140

Приложение Г (справочное) Копии документов о возможности повторного применения аппарата «Хитер-Тритер» I типа..... 147

Приложение Д (справочное) Копия Технического паспорта установки Хитер-Тритер I типа 150

Приложение Е (справочное) Копия технических требований на закупку запорно-регулирующей арматуры для объектов капитального строительства, капитального ремонта и ремонтно-эксплуатационных нужд нефтепромысловых объектов в ПАО «Сургутнефтегаз» 154

Приложение Ж (рекомендуемое) Потребное количество труб 163

Приложение И (рекомендуемое) Потребное количество арматуры 166

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
1023106							
Инв. № подл.						Подп. и дата	
Взам. инв. №							
Приложение Е (справочное) Копия технических требований на закупку запорно-регулирующей арматуры для объектов капитального строительства, капитального ремонта и ремонтно-эксплуатационных нужд нефтепромысловых объектов в ПАО «Сургутнефтегаз» 154							
Приложение Ж (рекомендуемое) Потребное количество труб 163							
Приложение И (рекомендуемое) Потребное количество арматуры 166							

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ

Проектная документация по объекту «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр», выполнена на основании:

- задания №10645 от 05.09.2022 г. на проектирование объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр», утвержденного начальником НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» А.Ф.Зеновым;
- требований и рекомендаций на проектирование объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр», утвержденных начальником НГДУ «Талаканнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» А.Ф.Зеновым 05.09.2022 г;
- проектов планов капитального строительства ПАО «Сургутнефтегаз» на 2024-2026 годы;
- исходных данных, представленных НГДУ «Сургутнефть».

1.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

Согласно заданию на проектирование объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» проектная документация включает в себя следующие сооружения:

Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ (1-я очередь), объекты вспомогательного назначения:

- подстанция БМ2КТП-6/0,4 кВ (ДНС с УПСВ) (в блочно-модульном исполнении и системой АСУЭ энергетического оборудования, устройство АВР);
- подстанция КТПК(КК)-6/0,4 кВ (для электроснабжения системы электрообогрева технологических трубопроводов) (2 шт.);
- устройство распределительное КРУ (6 кВ) (с АСУЭ) (в блочно модульном исполнении) (2 шт.);
- токопровод высоковольтный (6 кВ) (2 шт.);
- линия электропередачи кабельная (6 кВ);
- линия электропередачи кабельная (0,4 кВ);
- эстакада кабельная;
- проезды и площадки.

Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ (2-я очередь), объекты технологического назначения:

- здание операторной (12,5х15м) (одноэтажное, блочного исполнения);
- площадка производственная (сепараторов), в том числе:
- сепаратор НГС (I степени сепарации) (объем 50 м³) (2 шт.);
- сепаратор НГС (II степени сепарации) (объем 50 м³) (2 шт.);
- сепаратор ГС (газосепаратор ГС) (объем 25 м³) (Г-1);
- сепаратор ГС (скруббер) (объем 3,678 м³) (Г-2);
- станция насосная перекачки нефти (корпус производственный) (в каркасно-модульном исполнен) (узел учета воды, узел учета нефти, фильтра сетчатые,

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				17342-ТР1.1.ТЧ						5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

обвязка технологическая, система измерения количества и показателей качества нефти, электроощитоавя, венткамера, помещение КИПиА), в том числе:

- агрегат насосный (центробежный) (НН1/1, НН1/2, НН1/3, НН1/4) – 4 шт. (типа ЦНСАнт 60х396 с электродвигателем или аналогичного типа) (тип агрегата насосного уточнить проектной документацией) (предусмотреть возможность замены на более производительный);

- агрегат насосный (центробежный) (НН2/1) – 1 шт. (типа ЦНСАнт 60х132 с электродвигателем или аналогичного типа) (тип агрегата насосного уточнить проектной документацией);

- агрегат насосный (двухвинтовой) (НН3/1, НН3/2, НН3/3) – 3 шт. (типа А8 2ВВ140/63 с электродвигателем или аналогичного типа) (тип агрегата насосного уточнить проектной документацией);

- агрегат насосный (центробежный) (ВН1/1, ВН-1/2) – 2 шт. (типа Д160х112А с электродвигателем или аналогичного типа) (тип агрегата насосного уточнить проектной документацией) (предусмотреть возможность замены на 1Д500х63А (с торцевым уплотнением) с электродвигателем);

- площадка производственная (фильтров-грязеуловителей) (тип фильтров-грязеуловителей определить проектной документацией);

- фильтр очистки жидкости (грязеуловитель) (2 шт.);

- площадка производственная (трехфазного аппарата);

- УПСВ Хитер-Тритер (I типа) (с блоком управления);

- УПН Хитер-Тритер (II типа) (с блоком управления) (2 шт.);

- площадка производственная (блока реагентного);

- блок реагентный;

- склад-навес;

- резервуар хранения нефти (технологический) (объем 3000 м³);

- площадка производственная (емкостей);

- емкость дренажная ЕП (объемом 40 м³) (с насосом Н-3/1);

- емкость дренажная ЕП (объемом 40 м³) (с насосом Н-3/2);

- емкость дренажная ЕП (объемом 16 м³) (с насосом Н-4/1);

- емкость дренажная ЕП (объемом 40 м³) (с насосом Н-8);

- установка факельная (сдвоенная факельная установка для сжигания газа высокого и низкого давления);

- шкаф газорегуляторный ГРПШ-1;

- сепаратор факельного газа (2 шт.);

- емкость дренажная ЕПП (объемом 8 м³) (с насосом Н-4/2);

- емкость дренажная ЕПП (объемом 8 м³) (с насосом Н-4/3);

- резервуар очищенных стоков (объемом 3000 м³) (2 шт.);

- площадка производственная (налива нефти);

- емкость нефтяная горизонтальная (объемом 50 м³);

- площадка производственная (емкости нефтяной);

- емкость дренажная ЕПП (объемом 25 м³) (с насосом Н-5);

- емкость дренажная ЕПП (объемом 40 м³) (с насосом Н-7) (узел приема нефтесодержащей жидкости);

- площадка производственная (узла приема нефтесодержащей жидкости);

- площадка производственная (узла переключений);

- площадка обслуживания технологическая;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 6	
Инд. № подл.	1023106							
Подп. и дата								
Взам. инв. №								

– емкость дренажная ЕПП (объемом 5 м³) (с насосом Н-1);
– резервуар очищенных стоков (объемом 3000 м³) (2 шт.);
– площадка производственная (налива нефти);
– емкость нефтяная горизонтальная (объемом 50 м³);
– площадка производственная (емкости нефтяной);
– емкость дренажная ЕПП (объемом 25 м³) (с насосом Н-5);
– емкость дренажная ЕПП (объемом 40 м³) (с насосом Н-7) (узел приема нефтесодержащей жидкости);
– площадка производственная (узла приема нефтесодержащей жидкости);
– площадка производственная (узла переключений);
– площадка обслуживания технологическая;

- нефтепровод технологический (в том числе узел запуска средств очистки и диагностики);
- нефтегазопровод;
- трубопровод подачи реагента;
- трубопровод дренажа;
- газопровод аварийного сброса;
- трубопровод пластовой воды;
- трубопровод подземной воды;
- газопровод технологический (на аппараты типа Хитер-Тритер);
- газопровод технологический (с узлами учета газа, количество узлов учета газа определить проектной документацией);

– проезды и площадки (в том числе благоустройство территории);
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ (3-я очередь), объекты технологического назначения:

- УПСВ Хитер-Тритер (I типа) с блоком управления;

Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ (4-я очередь), объекты технологического назначения:

- УПН Хитер-Тритер (II типа) с блоком управления;

Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ (5-я очередь), объекты технологического назначения:

- резервуар хранения нефти (объемом 3000 м³).

Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ (6-я очередь), объекты технологического назначения:

- эжектор жидкостный;

Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ (7-я очередь), объекты технологического назначения:

- блок реагентный (БДР).

Согласно заданию №10645 на проектирование объекта в проектной документации предусмотрены этапы строительства:

- станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Первая очередь;
- станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Вторая очередь;
- станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Третья очередь;
- станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Четвертая очередь;
- станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Пятая очередь;
- станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Шестая очередь;
- станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Седьмая очередь.

До начала строительства ДНС Туканского нефтяного месторождения выполнено первоначальное обустройство месторождения по объектам:

– «Нефтегазопровод от точки врезки кустов скважин 1, 4». Туканское нефтяное месторождение», шифр 17459;

– «Нефтепровод от ДНС с УПСВ Туканского участка недр до УЗА №10», шифр 20749;

– «Нефтепровод от УЗА №10 до УПН Южно-Нюрымского нефтяного месторождения», шифр 17354.

Параллельно производится строительство объекта «Опорная база промысла. I очередь строительства». Туканский участок недр» шифр 17400.

Построена автодорога, обеспечено электроснабжение месторождения (шифры 17372, 17373, 20750, 20953, 21435), по шифрам 20749, 17354 построен

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

напорный нефтепровод до УПН Южно-Нюрымского нефтяного месторождения. По шифру 17459 построена сеть нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов. Продукция с существующей кустовой площадки №1 (ранее вывозимая по автомобильному зимнику), и кустовой площадки №4 района Туканского нефтяного месторождения поступает для подготовки на поступающую ДНС с УПСВ Туканского нефтяного месторождения. Вода для поддержания пластового давления из водозаборных скважин кустовой площадки 1В3 (шифр 17462) поступает по высоконапорным водоводам на кустовую площадку №4.

Обслуживание месторождения выполняет выездной обслуживающий персонал, находящийся на базе объекта «Опорная база промысла. I очередь строительства». Туканский участок недр» шифр 17400.

На первом этапе (2-я очередь строительства) производительность сепарационной установки по жидкости составляет до 7,6 тыс.м³/сут, производительность нефтенасосной по перекачке до 4320 м³/сут, производительность по сбросу газа ограничена производительностью факельной установки высокого давления и составляет до 256 тыс.м³/сут. Производительность УПСВ по жидкости до 10 тыс.м³/сут.

Проектной документацией по мере роста обводненности продукции скважин предлагается осуществлять предварительный сброс пластовой воды. Для этой цели предлагается использовать установку предварительного сброса воды (далее УПСВ) «Хитер-Тритер» производительностью до 10 тыс.м³/сут. Пластовая вода из резервуаров-отстойников РО-1, 2 откачивается насосами пластовой воды в систему поддержания пластового давления (система ППД) на куст скважин 1В3 объекта «Куст скважин 1В3». Туканское нефтяное месторождение, шифр 17462.

В случае подтверждения (увеличения) показателей добычи нефти, жидкости и газа, проектной документацией предусмотрен этап - станция нефтенасосная дожимная с УПСВ (3-я и 4-я очередь). Производительность сепарационной установки по жидкости может составить до 30 тыс.м³/сут, производительность нефтенасосной по перекачке до 8640 м³/сут, производительность УПСВ по жидкости до 20 тыс.м³/сут.

Основные технико-экономические показатели приведены в Таблица 1.

Таблица 1 - Основные технико-экономические показатели

Наименование	Ед.изм.	Показатели	
		2027 Q _н ^{max}	2035 Q _ж ^{max}
1	2	3	4
Добыча жидкости	тыс.т/год	2188,7	2682,3
Добыча нефти	тыс.т/год	1222,6	797,1
Добыча газа	млн.нм³/год	45,4	31,7
Газ на собственные нужды, всего	млн.нм³/год	8,997	8,599
- на Хитер-Тритер	млн.нм³/год	6,004	5,602
- факельные нужды	млн.нм³/год	0,1043	0,1043
- котельная (ш:17400)	млн.нм³/год	1,632	1,632
Газ на ГПЭС (ш:20982)	млн.нм³/год	33,19	20,23
Закачка воды	тыс.м³/год	960,0	1899,8

Изм. № подл.	1023106	Взам. инв. №	Подп. и дата	17342-ТР1.1.ТЧ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					8

Наименование	Ед.изм.	Расчетная мощность этапа (очереди)		
		2-я очередь	3-я очередь	4-я очередь
1	2	3	4	5
Добыча жидкости	м³/сут	до 7 000	До 10 000	До 10 000
Добыча газа	млн.нм³/год	45,4	45,4	45,4
Мощность УПСВ по жидкости	м³/сут	до 10 000	до 20 000	до 20 000
Перекачка нефти	м³/сут	до 4320	до 4320	до 8640

Таблица 2 - Прогноз добычи жидкости, нефти, газа и закачки воды для проектирования ДНС Туканского нефтяного месторождения

		Q _н ^{max}				Q _ж ^{max}	
Наименование	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2035
Добыча жидкости	тыс.т/год	990,7	1694,7	2188,7	2033,0	2212,0	2682,3
	т/сут	2714,2	4642,9	5996,4	5569,8	6060,2	7348,7
Добыча нефти	тыс.т/год	672,1	1019,7	1222,6	1080,9	1064,0	797,7
	т/сут	1841,4	2793,8	3349,6	2961,1	2915,0	2183,9
Обводненность вес.	%	32,16	39,83	44,14	46,83	51,90	70,28
Добыча газа	млн.нм ³ /год	23,302	37,396	45,4	39,36	39,43	31,7
	тыс.нм ³ /сут	63,84	102,45	124,27	105,1	108,02	86,85
Закачка воды	тыс.м3/год	315,2	669,8	960,0	959,2	1156,3	1899,8
	м3/сут	855,7	1818,2	2605,7	2603,4	3138,4	5156,4

Основными объектами для опытно промышленной эксплуатации Туканского нефтяного месторождения являются пласты БС8, БС8/0, ЮС2. По внешнему виду нефть представляет собой маслянистую жидкость от светло-коричневого до почти черного цвета. Нефть – жидкое природное ископаемое, смесь углеводородов широкого физико-химического состава.

Свойства пластовой нефти представлены в Таблица 3.

Физико-химическая характеристика дегазированной нефти представлена в Таблица 4.

Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти представлен в Таблица 5.

Свойства и состав пластовых вод приведены в Таблица 6.

Газ растворен в нефти, содержит до 89,6% метана, сероводород отсутствует.

						17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
							9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Плотность газа / (относительная по воздуху) при однократном разгазировании – 0,956 / (0,793) кг/м³, при дифференциальном – 0,816 / (0,677) кг/м³.

Компонентный состав и физико-химические свойства попутного нефтяного газа по ступеням сепарации ДНС Туканского нефтяного месторождения (в режиме УПСВ) приведен в Таблица 7.

После частичного обезвоживания и разгазирования с ДНС выходит продукция с остаточным содержанием воды – до 1,0%, газа до 1,00 м³/т при работе ДНС в режиме «УПСВ».

Таблица 3 - Свойства пластовой нефти пласта БС8, БС8/0 и ЮС2 Туканского нефтяного месторождения

Наименование параметра	Пласт БС8, БС8/0		Пласт ЮС2	
	диапазон значений	среднее значение	среднее значение	среднее значение
Пластовое давление, МПа	22,8 – 23,7	23,2	28,9	28,9
Пластовая температура, °С	75 – 76	73,5	93	93
Давление насыщения, МПа	7,5 – 7,7	7,8	10,9-14,9	13,2
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ / т:	37 - 38	38	48-59	54
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т:	33 - 34	34	45-54	50
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	809 - 810	810	780-833	799
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа*с	3,01 – 3,21	3,11	2,52-4,70	2,98
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	11,8 – 12,2	12,0	9,7-13,8	11,6
Плотность растворенного газа при однократном разгазировании, кг/м ³ при 20°С	0,955–0,956	0,956	0,869-0,955	0,923
Плотность дегазированной газа при дифференциальном разгазировании, кг/м ³ при 20°С	0,814-0,818	0,816	0,764-0,821	0,793
Плотность дегазированной нефти при однократном разгазировании, кг/м ³ при 20°С	859 – 890	860	885-888	886
Плотность дегазированной нефти при дифференциальном разгазировании, кг/м ³ при 20°С	856-858	857	882-884	883
Пересчетный коэффициент при дифференциальном разгазировании, доли ед.;	0,919–0,920	0,919	0,882-0,910	0,870
Количество исследованных проб (скважин)	5(2) / 4 (2)		По аналогии	

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

Таблица 4 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти пласта БС8, БС8/0, ЮС2 Туканского нефтяного месторождения

Наименование параметра	Пласт БС8, БС8/0		Пласт ЮС2	
	диапазон значений	среднее значение	диапазон значений	среднее значение
Плотность при 20 °С, кг/ м³	858 ÷ 862	860	881-887	885
Вязкость, мПа*с:				
при 20 °С	13,7-15,7	14,6	26,7-38,6	33,9
при 50 °С	5,3-6,1	2,7	8,9-11,7	10,6
Температура застывания, °С	(-19) – (-7)	-10	(-19)-(-2)	-9
Массовое содержание, %:				
серы	0,77-0,82	0,8	0,06-2,07	1,44
смола силикагелевых	6,70-7,60	7,14	5,37-10,0	8,54
асфальтенов	0,80-2,06	1,27	1,20-2,01	1,49
парафинов	2,89-3,03	2,95	2,45-3,91	3,23
Температура плавления парафина, °С	53-58	56	53-58	56
Температура начала кипения, °С	54-58	58	52-58	61
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %:				
до 100 °С	2,4-3,1	2,8	0,6-3,7	2,2
до 150 °С	10,5-12,4	11,7	6,2-8,7	7,7
до 200 °С	20,6-21,4	21,0	12,4-16,5	14,9
до 250 °С	29,2-30,9	30,2	20,3-24,5	22,2
до 300 °С	39,3-41,5	40,6	29,9-34,5	31,7
Количество исследованных проб (скважин)	4(2) / 4 (2)		По аналогии	
Технологический шифр (по ГОСТ 912-66)	I T ₁ П ₁ В пределах пласта БС8		I T ₁ П ₁ В пределах пласта ЮС2	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист		
							11		
1023106									
Инв. № подл.								Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 5 - Компонентный состав попутного нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти пласта БС8, БС8/0 и ЮС2 Туканского нефтяного месторождения

Наименование компонента	Пласт БС8, БС8/0				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Сероводород	отсутствует				
Двуокись углерода CO ₂	0,22	0,00	0,23	0	0,06
Азот N ₂ + редкие	2,04	0,00	2,24	0	0,54
в т.ч. гелий	<0,005	0,00	<0,005	0	-
Метан CH ₄	82,37	0,17	89,63	0,21	21,87
Этан C ₂ H ₆	2,20	0,09	2,13	0,18	0,65
Пропан C ₃ H ₈	2,36	0,32	1,52	0,66	0,87
Изобутан iC ₅ H ₁₀	1,95	0,67	0,86	1,06	1,01
Нормальный бутан nC ₄ H ₁₀	3,60	1,99	1,53	2,72	2,43
Изопентан iC ₅ H ₁₂	1,39	1,93	0,48	2,22	1,80
Нормальный пентан nC ₅ H ₁₂	1,77	3,25	0,59	3,59	2,86
гексаны	1,51	7,59	0,50	7,75	5,99
гептаны	0,25	8,26	0,21	8,04	6,14
октаны	0,34	8,98	0,08	8,79	6,69
Остаток C ₆ +высшие	0,00	66,75	0,00	64,78	49,09
Итого	100	100	100	100	100
Молекулярная масса, г/моль	23,09	232,5	19,62	227,5	177,1
Плотность:					
- газа, кг/м³	0,956	-	0,816	-	-
- газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,793	-	0,677	-	-
- нефти, кг/м³	-	860	-	857	810
Наименование компонента	Пласт ЮС2				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Сероводород	отсутствует				
Двуокись углерода CO ₂	0,22	0,00	0,23	0	0,06
Азот N ₂ + редкие	2,04	0,00	2,24	0	0,54
в т.ч. гелий	<0,005	0,00	<0,005	0	-
Метан CH ₄	82,37	0,17	89,63	0,21	21,87
Этан C ₂ H ₆	2,20	0,09	2,13	0,18	0,65
Пропан C ₃ H ₈	2,36	0,32	1,52	0,66	0,87
Изобутан iC ₅ H ₁₀	1,95	0,67	0,86	1,06	1,01
Нормальный бутан	3,60	1,99	1,53	2,72	2,43

Изн. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата				
1023106						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
						12

17342-ТР1.1.ТЧ

Наименование компонента	Пласт БС8, БС8/0				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
nC ₄ H ₁₀					
Изопентан iC ₅ H ₁₂	1,39	1,93	0,48	2,22	1,80
Нормальный пентан nC ₅ H ₁₂	1,77	3,25	0,59	3,59	2,86
гексаны	1,51	7,59	0,50	7,75	5,99
гептаны	0,25	8,26	0,21	8,04	6,14
октаны	0,34	8,98	0,08	8,79	6,69
Остаток C ₆ +высшие	0,00	66,75	0,00	64,78	49,09
Итого	100	100	100	100	100
Молекулярная масса, г/моль	23,09	232,5	19,62	227,5	177,1
Плотность:					
- газа, кг/м ³	0,956	-	0,816	-	-
- газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,793	-	0,677	-	-
- нефти, кг/м ³	-	860	-	857	810

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 13
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

Таблица 6 - Свойства и состав пластовых вод

Наименование параметра	Численные значения			
	Пласт БС8/БС8/0		Плст ЮС2	
	диапазон изменения	средние значения	диапазон изменения	средние значения
Газосодержание, м ³ /м ³	0,4 – 2,5	0,9	0,4 – 3,1	0,9
Плотность воды, кг/м ³ в стандартных условиях в условиях пласта	1009 990 – 993	1009 992	1010,4 980-982	1010,4
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	0,41 – 0,42	0,41	0,33	0,33
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа·10 ⁻⁴	4,73 – 4,86	4,75	4,73-4,90	4,76
Объемный коэффициент, доли ед.	1,016 – 1,021	1,018	1,028-1,033	1,029
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л): Na ⁺ + K ⁺	6900 275	6900 275	8300 334	8300 334
Ca ⁺²	207 10,3	207 10,3	81 4	81 4
Mg ⁺²	52 4,3	52 4,3	25 2,1	25 2,1
Cl ⁻¹	9500 268	9500 268	10600 299	10600 299
HCO ₃ ⁻¹	1250 20,5	1250 20,5	2470 40,5	2470 40,5
CO ₃ ⁻² SO ₄ ⁻²	не опр. 37,0 0,77	не опр. 37,0 0,77	не опр. 260 5,4	не опр. 260 5,4
Fe _{общ.}	2,3 0,124	2,3 0,124	111 6	111 6
Br ⁻	62	62	76	76
J ⁻	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Общая минерализация, г/л	18,0	18,0	22,0	22,0
Водородный показатель	6,99	6,99	7,51	7,51
Химический тип воды (по В.А.Сулину), преимущественный	гидрокарбонатно-натриевый (ГКН)			

Изм. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ТР1.1.ТЧ

Лист

14

Таблица 7 - Компонентный состав и физико-химические свойства попутного нефтяного газа по ступеням сепарации ДНС Туканского нефтяного месторождения (в режиме УПСВ)

Наименование компонентов, параметров	Газ на ступенях разгазирования				Газ в сумме	Нефть после сепарации	Нефть пластовая
	1 С-1	2 ХТ 1 тип	3 ХТ 2 тип	4 С-2			
Молярная концентрация, %							
H ₂ S	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CO ₂	0,21	0,37	0,57	0,86	0,25	0,01	0,06
N ₂	2,44	1,27	1,00	0,01	2,26	0,00	0,54
Метан	92,91	84,27	78,36	51,73	90,54	0,21	21,87
Этан	1,75	3,16	4,30	7,69	2,11	0,19	0,65
Пропан	0,95	2,66	3,81	8,90	1,41	0,70	0,87
Изобутан	0,41	1,67	2,40	6,05	0,74	1,09	1,01
Нормальный бутан	0,69	3,00	4,25	11,13	1,29	2,79	2,43
Изопентан	0,19	0,95	1,38	3,61	0,39	2,24	1,80
Нормальн. пентан	0,23	1,19	1,73	4,54	0,48	3,61	2,86
Гексаны	0,15	0,91	1,31	3,45	0,34	7,77	5,99
Гептаны	0,05	0,38	0,55	1,43	0,13	8,04	6,14
Октаны	0,02	0,17	0,24	0,62	0,06	8,75	6,66
Остаток C ₉ + высшие	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	64,60	49,12
Давление (изб.), МПа	0,500	0,400	0,200	0,005	-	-	-
Температура, °С	5	45	45	50	-	-	-
Молярная масса	17,77	21,78	24,19	33,87	18,83	227,03	177,10
Плотность в стандартных условиях, кг/м ³	0,739	0,905	1,005	1,491	0,783	856,82	-
Плотность в пластовых условиях, кг/м ³							810,0
Газовый фактор, ст.м ³ /т	29,08	1,44	1,00	5,52	36,61		
Объемный коэффициент						1,085	
Выход нефти, кг						974,51	
Газосодержание, м ³ /т					36,61		
Сжимаемость, 1/МПа							0,0010
Плотность после однократн., кг/м ³						860,0	

Изм. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-TP1.1.ТЧ

Лист

15

1.2 Характеристика принятой технологической схемы

Принятая технологическая схема производства в целом является типовой схемой подготовки нефти на нефтяных месторождениях НГДУ «Сургутнефть».

Дожимная насосная станция предназначена для предварительного сброса пластовой воды, разгазирования пластовой нефти и перекачки по нефтепроводу на УПН Южно-Нюрымского нефтяного месторождения.

Принципиальная технологическая схема ДНС, экспликация оборудования и материальный баланс представлены на чертежах 17342-Б, УП-СХ-ТН л.1, 2, 3, 4, 5.

В целях организации работы по предупреждению аварий и производственного травматизма технологическая схема ДНС представляет собой отдельный технологический блок.

1.3 Требования к организации производства

Производство круглосуточное. Постоянного присутствия персонала у проектируемых сооружений не требуется. Производственные процессы автоматизированы и телемеханизированы. Обо всех внештатных ситуациях в работе оборудования поступает сигнал в операторную, и обслуживающий персонал принимает решение и выполняет необходимые действия.

2 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД

Для проектируемых объектов потребность в основных видах ресурсов сведена в Таблица 8.

Потребность в других видах ресурсов отсутствует.

Таблица 8 – Потребность в основных видах ресурсов

Наименование	Ед. изм.	Показатели	Примечание
		ДНС	
1	2	3	4
Электроэнергия. Этап строительства (1 очередь)	тыс.кВт.час	78,0	
Электроэнергия. Этап строительства (2 очередь)	тыс.кВт.час	10 103,6	без учета освещения, отопления и вентиляции
Электроэнергия. Этап строительства (3 очередь)	тыс.кВт.час	47,7	без учета освещения, отопления и вентиляции
Электроэнергия. Этап строительства (4 очередь)	тыс.кВт.час	145,5	без учета освещения, отопления и вентиляции
Электроэнергия. Этап строительства (5 очередь)	тыс.кВт.час	0,06	-

Изм. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
							16

Наименование	Ед. изм.	Показатели	Примечание
		ДНС	
1	2	3	4
Электроэнергия. Этап строительства (7 очередь)	тыс.кВт.час	118,5	без учета освещения, отопления и вентиляции
Дезмульгатор	тонн	18,259 (2027г.) 11,957 (2035г.)	Постоянная обработка
Ингибитор коррозии	тонн	2,211 (2027г.) 1,441 (2035г.)	Периодическая обработка, 20 дней в год.
Ингибитор отложения парафинов (депрессатор)	тонн	40,347 (2027г.) 26,306 (2035г.)	Постоянная обработка

2.1 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

На проектируемом объекте технический учет активной и реактивной электроэнергии выполняется проектируемыми приборами учета, установленными на вводах и отходящих линиях распределительного устройства КРУ-6 кВ «технологическое» (поз.1.1), установленными на вводах подстанции КТП 2*1600/6/0,4 кВ (поз.1.1).

Система автоматизации учета электрической энергии является проектируемой и обеспечивает измерение токов, напряжений, потребляемой активной и реактивной мощности, а также передачу информации в корпоративную сеть ПАО «Сургутнефтегаз».

3 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ

Источником сырья на ДНС с УПСВ является газоводонефтяная смесь, поступающая с кустовых площадок района ДНС Туканского нефтяного месторождения.

4 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ

Для разделения поступающей на ДНС с УПСВ жидкости с кустовых площадок Туканского нефтяного месторождения на составляющие газ, нефть и воду, проектной документацией принято оборудование позволяющее иметь на выходе:

- газ попутный нефтяной с содержанием жидкости до 0,1 г/м³;
- нефть с содержанием воды до 1% и остаточным газовым фактором до 1,00 м³/т;
- вода с содержанием механических примесей и нефтепродуктов до 50 мг/л, подготовленной до требований ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование».

Данные требования соответствуют принятым технологическим процессам на месторождениях сферы деятельности ПАО «Сургутнефтегаз».

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.	1023106							Лист
						17342-ТР1.1.ТЧ						
						Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

<p>Для разделения поступающей на ДНС с УПСВ жидкости с кустовых площадок Туканского нефтяного месторождения на составляющие газ, нефть и воду, проектной документацией принято оборудование позволяющее иметь на выходе:</p> <ul style="list-style-type: none">– газ попутный нефтяной с содержанием жидкости до 0,1 г/м³;– нефть с содержанием воды до 1% и остаточным газовым фактором до 1,00 м³/т;– вода с содержанием механических примесей и нефтепродуктов до 50 мг/л, подготовленной до требований ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование». <p>Данные требования соответствуют принятым технологическим процессам на месторождениях сферы деятельности ПАО «Сургутнефтегаз».</p>												
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

5 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

Проектная документация выполнена с учетом всех последних рекомендаций по уровню безопасности и надежности производства, с учетом всех лучших технических решений, отечественного и зарубежного опыта проектирования.

5.1 Основные технологические решения

Технологические решения в проектной документации приняты на основании следующих нормативных документов:

1 ПУЭ, Правила устройства электроустановок. Издания шестое и седьмое, дополненные и переработанные.

2 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 г. №534.

3 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденные приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 г. №444.

4 ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах.

5 ГОСТ 32388-2013. Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.

6 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.

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

8 Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

9 ТР ТС 010/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования».

10 ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

11 ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

12 СП 231.1311500.2015. Свод правил. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.

13 «Руководство по безопасности факельных систем», утвержденные приказом Ростехнадзора от 26.12.2012 г. №779.

14 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением». Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №536.

15 ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.

Технологическое оборудование для производственного процесса подобрано на основании сравнительного анализа аналогичного обустройства УПСВ и УПН на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз».

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	13 «Руководство по безопасности факельных систем», утвержденные приказом Ростехнадзора от 26.12.2012 г. №779.							
				14 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением». Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №536.							
				15 ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.							
				Технологическое оборудование для производственного процесса подобрано на основании сравнительного анализа аналогичного обустройства УПСВ и УПН на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз».							
				17342-ТР1.1.ТЧ						Лист	
										18	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

За расчетную отрицательную температуру воздуха при выборе оборудования согласно СП 131.13330.2012 принята средняя температура наиболее холодной пятидневки Нефтеюганского района с обеспеченностью 0,92 (-41 °С).

Расчеты и подбор оборудования выполнены согласно динамике добычи жидкости Туканского нефтяного месторождения.

Прогноз добычи жидкости, нефти, газа и закачки воды для проектирования ДНС Туканского нефтяного месторождения представлен в Таблица 2.

Физико-химические характеристики нефти, газа и воды, используемые в расчетах, приведены в Таблицах 3 - 7.

Основное технологическое оборудование для предварительной подготовки нефти на УПСВ запроектировано на основе трехфазного аппарата «HEATER – TREATER» тип I и установки подготовки нефти «HEATER – TREATER» тип II.

Попутный нефтяной газ частично используется для собственных нужд на УПСВ, УПН и технологические нужды факельной установки. Излишки газа подаются по трубопроводу на котельную объекта «Опорная база промысла. I очередь строительства». Туканский участок недр», шифр 17400, и на вход объекта «Станция электрическая газопоршневая». Туканский участок недр, шифр 20982.

Технологической схемой предусмотрена подача пластовой воды, производственно-дождевых стоков на резервуары-отстойники РО-1, 2 РВС-3000 и подача очищенной пластовой воды и очищенных производственно-дождевых стоков из резервуаров-отстойников РО-1, 2 на проектируемые насосы пластовой воды ВН-1/1,2 и далее в систему поддержания пластового давления (система ППД) на куст скважин 1В3 объекта «Куст скважин 1В3». Туканское нефтяное месторождение, шифр 17462.

5.2 Текущее состояние разработки

В административном отношении территория Туканского нефтяного месторождения находится в Нефтеюганском муниципальном районе Ханты-Мансийском автономном округе Югра, Туканский участок недр.

Месторождение находится в начальной стадии разработки, инфраструктура месторождения не обустроена.

Удаленность разбуриваемых участков нефтеносности от существующих площадок требует строительства новых объектов сбора и подготовки нефти, данный раздел проектной документации предусматривает строительство дожимной насосной станции ДНС с УПСВ установкой предварительного сброса воды и установок подготовки нефти УПН.

Основные технико-экономические показатели по проектируемой площадке производственной представлены в Таблица 9.

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	17342-ТР1.1.ТЧ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					19

Таблица 9 – Основные технико-экономические показатели по проектируемой площадке производственной

Наименование показателя	Ед. изм.	Количество
1	2	3
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Вторая очередь		
1. Здание операторной	м ²	187,5
2. Площадка производственная (сепараторов)	м ²	1332
2.1 Сепаратор НГС	шт.	4
2.2 Сепаратор НГС	шт.	2
3. Станция насосная перекачки нефти	м ²	720
3.1 Насосный агрегат ЦНСАнт 60х396 с технологической обвязкой	шт.	4
3.2 Насосный агрегат ЦНСАнт 60х132 с технологической обвязкой	шт.	1
3.3 Насосный агрегат А8 2ВВ140/63 с технологической обвязкой	шт.	3
3.4 Насосный агрегат Д160х112А с технологической обвязкой	шт.	4
3.5 Узел учета нефти	шт.	1
4. Площадка производственная (фильтров грязеуловителей)	м ²	238
5. Площадка производственная (трехфазных аппаратов)	м ²	1300
5.1 УПСВ Хитер-Тритер (I типа) (с блоком управления)	шт.	1
5.2 УПСВ Хитер-Тритер (II типа) (с блоком управления)	шт.	2
6. Площадка производственная (блока реагентного)	м ²	174
6.1 Блок реагентный	шт.	1
6.2 Склад-навес	м ²	36
7. Резервуар хранения нефти (объем 3000 м ³)	шт.	1
8. Площадка производственная (емкостей)	шт.	1
8.1 Емкость дренажная	шт.	4
9. Установка факельная (сдвоенная факельная установка для сжигания газа высокого и низкого давления)	шт.	1
10. Сепаратор факельного газа	шт.	2
11. Емкость дренажная	шт.	2
12. Резервуар очищенных стоков (объемом 3000 м ³)	шт.	2
13. Площадка производственная (налива нефти)	м ²	128
13.1 Емкость нефтяная горизонтальная	шт.	1
13.2 Емкость дренажная	шт.	1
14. Площадка производственная (узла приема нефтесодержащей жидкости)	м ²	10,4
14.1 Емкость дренажная	шт.	1
15. Нефтепровод технологический, в т.ч:		
Ø57х6 мм	м	110
Ø114х6 мм	м	1048
Ø159х6 мм	м	389
Ø219х8 мм	м	27

Изм. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
							20

Наименование показателя	Ед. изм.	Количество
1	2	3
Ø273x7 мм	м	120
Ø325x8 мм	м	948
Ø426x8 мм	м	591
16. Нефтегазопровод, в т.ч:		
Ø325x8 мм	м	449
Ø426x7 мм	м	335
17. Газопровод аварийного сброса, в т.ч:		
Ø159x6 мм	м	12
Ø219x8 мм	м	431
Ø273x7 мм	м	364
18. Газопровод технологический, в т.ч:		
Ø32x3 мм	м	397
Ø89x6 мм	м	11
Ø114x6 мм	м	161
Ø159x6 мм	м	162
Ø219x8 мм	м	22
19. Трубопровод подачи реагента, в т.ч:		
Ø57x6 мм	м	502
20. Трубопровод дренажа, в т.ч:		
Ø57x6 мм	м	67
Ø114x6 мм	м	357
Ø159x6 мм	м	68
Ø219x8 мм	м	353
21. Трубопровод пластовой воды, в т.ч:		
Ø159x6 мм	м	196
Ø219x8 мм	м	18
Ø325x7 мм	м	575
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Третья очередь		
22. УПСВ Хитер-Тритер (I типа) (с блоком управления)	шт.	1
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Четвертая очередь		
23. УПСВ Хитер-Тритер (II типа) (с блоком управления)	шт.	1
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Пятая очередь		
24. Резервуар хранения нефти (объем 3000 м³)	шт.	1
25. Нефтепровод технологический, в т.ч:		
Ø273x8 мм	м	94
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Шестая очередь		
26. Эжектор	шт.	1
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Седьмая очередь		
27. Блок реагентный	шт.	1
28. Трубопровод подачи реагента, в т.ч:		
Ø57x6 мм	м	30

Изм. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ТР1.1.ТЧ

Лист

21

5.3 Дожимная насосная станция

5.3.1 Описание и обоснование технических решений, направленных на соблюдение требований технологического регламента ДНС с УПСВ

Проектные решения приняты на основании задания на проектирование, выданного НГДУ «Сургутнефть».

Технологическая схема ДНС с УПСВ Демьянского нефтяного месторождения приведена на чертеже 17342-Б,УП-СХ-ТН лист 4. Перечень основного технологического оборудования, запроектированного на ДНС с УПСВ приведен на чертеже 17342-Б,УП-СХ-ТН лист 2.

На стадии выполнения проектных работ выполнен технологический расчет и подбор основного технологического оборудования, подбор диаметров трубопроводов. Скорости движения технологических потоков при определении диаметров технологических трубопроводов разного назначения рекомендуется принимать по данным Таблицы 1 ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование».

5.3.1.1 Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Первая очередь

На первой очереди строительства ДНС Туканского нефтяного месторождения выполняется первоначальное обустройство объекта, производится строительство объектов:

- подстанция БМ2КТП-6/0,4 кВ (ДНС с УПСВ) (в блочно-модульном исполнении и системой АСУЭ энергетического оборудования, устройство АВР);
- подстанция КТПК(КК)-6/0,4 кВ (для электроснабжения системы электрообогрева технологических трубопроводов) 2 шт.;
- устройство распределительное КРУ (6 кВ) (с АСУЭ) (в блочно модульном исполнении) 2 шт.;
- токопровод высоковольтный (6 кВ) 2 шт.;
- линия электропередачи кабельная (6 кВ);
- линия электропередачи кабельная (0,4 кВ);
- эстакада кабельная;
- проезды и площадки.

Более подробное описание представлено в п.1.3 раздела «Система электроснабжения» (Том 5.1.1 17342-ИОС1.1.ТЧ).

5.3.1.2 Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Вторая очередь

Водогазонефтяная смесь с кустовых площадок поступает на узел задвижек выполненных по шифру 17459, и объединенных в узел переключений ДНС при проектировании 17342 в площадку производственную (узла переключения) поз.2.66, затем через задвижки №1,2,3,4,5, Э1 по нефтегазопроводу DN400 H10 направляется в сепараторы I ступени С-1/1,2, расположенных на площадке производственной (сепараторов) поз.2.8, где происходит основное отделение жидкости от газа.

Для обеспечения контроля обводненности входной водогазонефтяной жидкости на входном трубопроводе проектной документацией предусмотрена точка отбора жидкости, оснащенная щелевым пробозаборным устройством.

Для обеспечения высокой эффективности процесса сепарации и подготовки нефти проектной документацией предусмотрена подача нефтяного раствора

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №									
				<p>Водогазонефтяная смесь с кустовых площадок поступает на узел задвижек выполненных по шифру 17459, и объединенных в узел переключений ДНС при проектировании 17342 в площадку производственную (узла переключения) поз.2.66, затем через задвижки №1,2,3,4,5, Э1 по нефтегазопроводу DN400 Н10 направляется в сепараторы I ступени С-1/1,2, расположенных на площадке производственной (сепараторов) поз.2.8, где происходит основное отделение жидкости от газа.</p> <p>Для обеспечения контроля обводненности входной водогазонефтяной жидкости на входном трубопроводе проектной документацией предусмотрена точка отбора жидкости, оснащенная целевым пробозаборным устройством.</p> <p>Для обеспечения высокой эффективности процесса сепарации и подготовки нефти проектной документацией предусмотрена подача нефтяного раствора</p>								
						17342-ТР1.1.ТЧ						Лист
												22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

реагента-деэмульгатора в поток жидкости перед сепараторами I ступени через арматуру №12 и клапан обратный КО1. Технологическая схема блока дозирования реагента приведена на чертеже 17342-Б, УП-СХ-ТН лист 5.

Водогазонефтяная смесь с остаточным содержанием газа из сепараторов I ступени С-1/1,2 по трубопроводу DN400 Н61, через запорную арматуру №Э24, 246, 248, 252 поступает на оборудованную площадку производственную (фильтров-грязеуловителей) поз.2.17, где для улавливания асфальтеносмолистых отложений и механических примесей в нефти проектной документацией предусматривается установка фильтров-грязеуловителей Ф-11, Ф-12 типа ФГУ-300-1,6 в количестве 2 шт. Сбор стоков с проектируемой площадки производственной (фильтров-грязеуловителей) поз.2.17 производится в проектируемую систему сбора производственно-дождевых стоков.

С выхода фильтров-грязеуловителей Ф-11, Ф-12 водогазонефтяная смесь по трубопроводу Н2 DN400 через запорную арматуру №250, 254, 247 поступает на установку предварительного сброса пластовой воды (УПСВ) ХТ-1/1. В качестве УПСВ проектной документацией предлагается аппарат Хитер-Тритер трехфазный нефтегазоводоотделитель с подогревателем I типа, в наличии у Заказчика.

В УПСВ под воздействием нагрева водогазонефтяной смеси от газовых горелок, установленных в аппарате, происходит отделение газа от жидкости и за счет нагрева разделение жидкости на нефть и воду. Остаточное содержание воды в нефти, выходящей из аппарата Хитер-Тритер ХТ-1/1, составляет до 10%. Вода из УПСВ поступает на очистные сооружения. Выделившийся газ из аппарата ХТ-1/1 подается в сепараторы С-2/1,2 и совместно с газом, выделившимся в сепараторах С-2/1,2, подается в газосепаратор Г-2 для использования на собственные технологические и топливные нужды.

Для подключения оборудования 3-го и 4-го этапа строительства в 2 этапе строительства проектной документацией предусмотрены перспективные задвижки и фланцевые пары для подключения трубопроводов перспективного оборудования.

Нефть с остаточным содержанием воды до 10% из ХТ-1/1 в зависимости от технологической схемы:

- через запорную арматуру №202,46 поступает в сепараторы-буферы II ступени С-2/1,2 где происходит выделение из жидкости остаточного газа;
- через запорную арматуру №303,320, 326 (354) поступает на вход аппаратов Хитер-Тритер ХТ-2/1, ХТ-2/2 УПН II типа, где в поле высокой напряженности происходит подготовка нефти с содержанием воды до 1,0%, и далее в сепараторы-буферы II ступени С-2/1,2 где происходит выделение из жидкости остаточного газа.

Проектной документацией предусматривается замена технологического оборудования импортного производства в блоках управления установок предварительного сброса воды (далее – УПСВ Хитер-Тритер) I и II типа (далее – УПН Хитер-Тритер), имеющего значительный процент износа, на аналогичные, имеющие соответствующие характеристики и присоединительные размеры, не нарушающие конструкцию УПСВ Хитер-Тритер, в соответствии с типовыми проектными решениями «Установка предварительного сброса воды Хитер-Тритер (тип I). Установка подготовки нефти Хитер-Тритер (тип II). Техническое перевооружение. ПАО «Сургутнефтегаз» (шифр 18120) (далее – ТПР).

Принцип работы аппаратов Хитер-Тритер следующий: нефтегазоводяная смесь поступает в аппарат через входной штуцер, расположенный наверху емкости, далее жидкость поступает в перфорированный входной распределитель потока, который расположен между жаровыми трубами, тем самым омывая их поверхность. Благодаря различным удельным весам жидкостей, свободная вода скапливается на

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>предварительного сброса воды (далее – УПСВ Хитер-Тритер) I и II типа (далее – УПН Хитер-Тритер), имеющего значительный процент износа, на аналогичные, имеющие соответствующие характеристики и присоединительные размеры, не нарушающие конструкцию УПСВ Хитер-Тритер, в соответствии с типовыми проектными решениями «Установка предварительного сброса воды Хитер-Тритер (тип I). Установка подготовки нефти Хитер-Тритер (тип II). Техническое перевооружение. ПАО «Сургутнефтегаз» (шифр 18120) (далее – ТПР).</p> <p>Принцип работы аппаратов Хитер-Тритер следующий: нефтегазоводяная смесь поступает в аппарат через входной штуцер, расположенный наверху емкости, далее жидкость поступает в перфорированный входной распределитель потока, который расположен между жаровыми трубами, тем самым омывая их поверхность. Благодаря различным удельным весам жидкостей, свободная вода скапливается на</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ		Лист	
								23	

дне аппарата под жаровой трубой, а нефтегазоводяная смесь поднимается вдоль жаровой трубы вверх. Нагревание смеси приводит к быстрому слиянию мелких капель воды и расслоению смеси. Нефть попадает в нефтесборник на коалесцентные фильтры, состоящие из пакетов специальных пластин, расположенных друг над другом, что способствует большему расслоению на фазы. Обезвоженная нефть продолжает подниматься наверх и перетекает в сборную секцию трёхфазной установки (нефтяной карман). Постоянный уровень нефти поддерживается при помощи механического клапана прямого действия. При превышении расчетного давления в аппарате предусмотрен сброс газа в газопровод аварийного сброса (на факел) через предохранительные клапана.

Технологической схемой ДНС предусмотрена возможность дополнительной подготовки нефти, поступающей с группы месторождений: Туканского, Западно-Туканского, Юганского, Западно-Полуяхинского и других месторождений Юганской группы на вход аппаратов Хитер-Тритер II типа ХТ-2/1, ХТ-2/2.

Для более эффективного разделения эмульсии проектной документацией предусмотрена подача нефтяного раствора реагента - деэмульгатора от блока реагентного (БДР):

- во входной поток жидкости на ДНС с УПСВ;
- в нефтепровод технологический от аппаратов Хитер-Тритер (ХТ-1/1,2) в аппараты Хитер-Тритер (Х-Т-2/1,2).

Для параллельной работы аппаратов Хитер-Тритер (Х-Т-1/1,2 и Х-Т-2/1,2) на площадке производственной УПСВ Хитер-Тритер предусмотрены соответствующие линии байпасные и арматура запорная.

Из сепараторов II ступени нефть поступает на насосы Н-1/1...Н-1/4, установленные в станции насосной перекачки нефти поз.2.16, и далее через узел учета нефти блочно-модульного исполнения СИКНС (система измерения количества и показателей нефти сырой) расположенной внутри Корпуса производственного (с насосами НН, ВН, СИКНС, УУВ) поз.2.16.1, откачивается по напорному нефтепроводу внешнего транспорта DN300, выполненного по шифру 20749, на УПН Южно-Нюрымского нефтяного месторождения. На трубопроводе выхода нефти из корпуса производственного поз.2.16.1 расположена узел запуска средств очистки и диагностики поз.2.67.

В качестве насосов откачки нефти проектной документацией предусмотрены насосные агрегаты ЦНСАнт-60х396 (3 шт. раб + 1 шт. рез.). Напорная характеристика насосного агрегата принята по результатам гидравлического расчета напорного нефтепровода и согласованна с Заказчиком. Насосные агрегаты НН-1/1...НН-1/4 оснащены частотно-регулируемым приводом с возможностью плавного пуска. Проектной документацией предусмотрена возможность замены насосных агрегатов НН-1/1...НН-1/4 на ЦНСАнт-105х392 либо на ЦНСАнт-180х425.

Для возможности проведения диагностики и пропуски очистных устройств по напорному трубопроводу выполненного по шифрам 20749 (17354) в составе корпуса производственного установлены повышающие насосные агрегаты винтового типа А82ВВ140/63 НН-3/1...НН-3/3 (2 шт. раб + 1 шт. рез.) оснащены частотно-регулируемым приводом с возможностью плавного пуска. Для исключения превышения давления в напорном трубопроводе на входе винтовых насосных агрегатов НН-3/1...НН-3/3 установлен клапан регулятор давления КРЭ9 (сброс давления на вход насосных агрегатов НН-1/1...НН-1/4) и клапан предохранительный СППК перед секцией арматурой фильтров Ф-15...Ф-17, и на выходных коллекторах насосных агрегатов НН-3/1...НН-3/3, сброс предусмотрен в емкость дренажную Е-7 по трубопроводу DN200.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
насосных агрегатов НН-1/1...НН-1/4 на ЦНСАнт-105х392 либо на ЦНСАнт-180х425.							
Для возможности проведения диагностики и пропуска очистных устройств по напорному трубопроводу выполненного по шифрам 20749 (17354) в составе корпуса производственного установлены повышающие насосные агрегаты винтового типа А82ВВ140/63 НН-3/1...НН-3/3 (2 шт. раб + 1 шт. рез.) оснащены частотно-регулируемым приводом с возможностью плавного пуска. Для исключения превышения давления в напорном трубопроводе на входе винтовых насосных агрегатов НН-3/1...НН-3/3 установлен клапан регулятор давления КРЭ9 (сброс давления на вход насосных агрегатов НН-1/1...НН-1/4) и клапан предохранительный СППК перед секующей арматурой фильтров Ф-15...Ф-17, и на выходных коллекторах насосных агрегатов НН-3/1...НН-3/3, сброс предусмотрен в емкость дренажную Е-7 по трубопроводу DN200.							
Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Технологической схемой ДНС предусмотрена возможность раздельной откачки нефти, поступающей на вход ДНС, и откачки нефтяной пленки из резервуаров отстойников РО-1,2, откачки нефти из резервуара Р-1 и Р-2 с помощью насосного агрегата НН-2/1 типа ЦНСАнт-60х132, насосного агрегата НН-1/4. Для этого на входе и выходе насосного агрегата НН-1/4 установлена переключающая запорная арматура.

Узел учета СИКНС предназначен для автоматического массового измерения количества и физико-химических показателей (качества) нефти. Автоматизация узла учета выполнена в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение количества и показателей качества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

В состав блока СИКНС (рамной конструкции, заводской готовности) входят:

- блок измерительных линий (БИЛ) с поточным влагомером и узлом отбора проб;
- блок измерений параметров качества нефти (БИК);
- система сбора и обработки информации (СОИ).

Блок измерительных линий ДНС состоит из двух рабочих, резервной и контрольной линий с массовыми расходомерами. Перед СИКНС установлены фильтры Ф-6,7.

Проектной документацией предусматривается подача ингибитора коррозии в напорный нефтепровод, для его защиты от коррозии на время плановых ремонтов и осмотров УПСВ и УПН Хитер-Тритер.

Выделившийся в сепараторах I ступени С-1/1,2 газ поступает в газосепаратор Г-1, где происходит очистка газа от капельной жидкости. Из Г-1 газ, пройдя узел учета газа (прибор учета – диафрагменного типа), задвижки №100, 102, подается в перспективный газопровод на ГПЭС.

Выделившийся в УПСВ и УПН Хитер-Тритер и сепараторах II ступени С-2/1,2 газ поступает в газосепаратор Г-2, где происходит отделение газа от капельной жидкости. Из Г-2 газ через узлы учета подается для использования на собственные нужды: через узел учета газа на аппарат Хитер-Тритер задвижки №126, 130, через узел учета газа на нужды факельной системы (дежурную горелку и молекулярный затвор факела) задвижки №113, 116.

Учет газа на котельную осуществляется в газорегуляторном пункте (ГРП) входящим в состав котельной, проектируемый газопровод подключается к запорной арматуре №112. Газопровод на котельную выполняется по отдельной проектной документации «Опорная база промысла. I очередь строительства». Туканский участок недр» шифр 17400.

Изготовитель узлов учета газа определяется на тендере по закупке оборудования. Характеристики узлов учета, используемые в проектной документации, представлены в книге ТР2.1 Том 6.2.1 «Книга 1. Автоматизация технологических процессов». Для контроля состава и качества газа все узлы учета газа оборудуются точками отбора проб газа.

Для поддержания в газосепараторах Г-1 и Г-2 необходимого давления на трубопроводе выхода/входа газа установлены регулирующие клапаны КРЭ5, КРЭ4.

Нефтедержащая жидкость из газосепаратора Г-1 через соленоидный клапан-отсекатель КЭ1 поступает в нефтепровод технологический на вход сепараторов II ступени С-2/1,2, из газосепаратора Г-2 через соленоидный клапан-отсекатель КЭ2 поступает в подземные емкости Е-1,2.

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

В случае возникновения аварийных ситуаций на ДНС газ из газосепараторов Г-1 и Г-2 сбрасывается на факел. В соответствии с п.20 Руководства по безопасности - «Руководство по безопасности факельных систем, приказ от 22.12.2021 №450» (далее РБ ФС) предусмотрена подача газа из газосепаратора Г-2 (либо из газосепаратора Г-1 в случае вывода Г-2 из эксплуатации на обслуживание или ремонт) на дежурные горелки факела, для поддержания их постоянной работы, и в факельный газопровод, для предотвращения образования взрывоопасной смеси в факельном стволе и газопроводе (затворный газ).

Газ из сепараторов II ступени С-2/1,2 подается в Г-2, при переводе С-2/1,2 в режим КСУ газ сбрасывается с С-2/1,2 на факел через электроприводную задвижку №Э33.

Для защиты от превышения давления сепараторы С-1/1,2, Г-1, Г-2 и ХТ-1/1, ХТ-2/1,2/2 оборудованы предохранительными клапанами, сброс газа с которых осуществляется на факел. Сепараторы второй ступени С-2/1,2/2 СППК не оборудуются согласно п.348 ФНИП №536, так как рабочее давление сепараторов второй ступени больше давления питающего источника.

Результаты расчета предохранительных клапанов СППК на пропускную способность представлены в Таблица 10.

Для аварийных сбросов предусмотрена sdвоенная факельная установка СФНР-150/200-20ХЛ или аналогичная по параметрам. Паспортная производительность выбранной sdвоенной факельной установки СФНР-150/200-20ХЛ составляет:

- по коллектору низкого давления 146 тыс.н.м³/сут.;
- по коллектору высокого давления 256 тыс.н.м³/сут.

Таблица 10 - Расчет пропускной способности предохранительной арматуры

Наименование показателя	Ед. изм.	Результат расчета СППК				
		С-1/1,1/2	Г-1	Г-2	ХТ-1/2	ХТ-2/1
Материал корпуса		20ГЛ	20ГЛ	20ГЛ	20ГЛ	20ГЛ
Тип клапана		СППК4-50-16	СППК4-50-16	СППК4-50-16	СППК4-80-16	СППК4-50-16
Коэффициент расхода		0,8	0,8	0,8	0,5	0,8
Диаметр седла	мм	33	33	33	40	33
Площадь сечения	мм²	855	855	855	1256	855
Давление рабочее	кгс/см²	16	10	7	7	7
Давление начала открытия	кгс/см²	16,8	11	7,7	7,7	7,7
Давление настройки	кгс/см²	16	10	7	7	7
Давление полного открытия	кгс/см²	18,4	11,5	8,05	8,05	8,05
Давление закрытия	кгс/см²	12,8	8	5,6	5,6	5,6
Противодавление	кгс/см²	0	0	0	0	0
Пропускная способность клапана	кг/час	8 347	5297	3771	5263	3582
	н.м³/час	10 524	6678	4754	6635	4517
	н.м³/сут	252 573	160 281	114104	159 247	108 404
Объем поступающего газа,	н.м³/сут	45 372	90 744	752	950	950

Изн. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
							26

Наименование показателя	Ед. изм.	Результат расчета СППК				
		С-1/1,1/2	Г-1	Г-2	ХТ-1/2	ХТ-2/1
Объем сбрасываемого газа с ППК	н.м³	140	87,5	9,8	12,25	12,25
Время работы клапана при сбросе газа на превышение давления до Рзакр.	мин.	0,97	0,79	0,12	0,11	0,16

Расчет факела выполнен на максимальное количество газа, выделившегося на ДНС. Факельная система запроектирована в соответствии с требованиями РБ ФС.

Факельная система состоит из:

- сдвоенной факельной установки;
- факельных сепараторов СФ-1/1, СФ-1/2;
- емкостей дренажных К-1, К-2 (конденсатосборники);
- трубопроводов на дежурную и запальную горелки в теплоизоляции с электрообогревом;
- технологические трубопроводы (подводящий газопровод, газопровод на продувку, трубопровод откачки конденсата и др.) в теплоизоляции с электрообогревом.

Сдвоенная факельная установка Ф включает в себя:

- самонесущий сдвоенный ствол факельный DN200/DN200 ;
- площадку обслуживания оборудования оголовка;
- сдвоенный оголовок бессажевого сгорания УФМГ-150/200;
- дежурную (совмещенную с запальной горелкой) горелку;
- автоматическую электроискровую систему розжига горелок.

Энергопотребление факельной установки относится к I категории надежности электроснабжения.

Для учета газа на факел предусмотрены узлы учета газа на факельный оголовок низкого и высокого давления, состоящий из рабочего расходомера, установленного на газопроводе после факельного сепаратора, и место для контрольного переносного расходомера.

Для замера газа, подаваемого на дежурные горелки и на продувку факела, предусмотрен врезной расходомер узла учета газа на нужды факельной системы. Регулирование продувочного газа на факельную установку высокого давления выполнено регулятором KPP1 с ручным приводом, на факельную установку низкого давления выполнено регулятором KPP2 с ручным приводом, установленным на трубопроводе DN25мм.

Регулирование газа на дежурную и запальную горелки выполняется клапаном-регулятором давления установленном в газорегуляторном шкафу ШРД-1 шкафа газорегуляторного ГРПШ-1 поз.2.36.

Эксплуатация факельной системы выполняется согласно п.11 РБ ФС.

Согласно п.59 РБ ФС на факельном газопроводе низкого и высокого давления установлены сепараторы СФ-1/1 и СФ-1/2, работающие по «сухому» дну, с постоянным отводом нефтесодержащей жидкости. Уловленная в СФ-1/1 (СФ-1/2) нефтесодержащая жидкость самотеком поступает в емкость дренажную (сбора

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	1023106							Лист
				17342-TP1.1.ТЧ						27
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

конденсата) К-1 (К-2), оборудованную погружным насосом Н-4/2 (Н-4/3), который откачивает нефтесодержащую жидкость в нефтепровод технологический Н2 DN400 на вход аппарата ХТ-1/1 или в нефтепровод Н5 DN300 на вход нефтенасосной.

При аварии на напорном нефтепроводе внешнего транспорта, остановке насосов внешней откачки ДНС, нефть из сепараторов С-2/1,2 поступает в резервуар хранения нефти Р-1 объемом 3000 м³ через электроприводную задвижку №Э10. Уровень нефти в сепараторах С-2/1,2 регулируется с помощью электроприводного клапана регулирования КРЭ8.

Через электроприводную задвижку №Э9 нефть поступает на насосы НН-1/1...Н-1/4 и откачивается в напорный нефтепровод. Через электроприводную задвижку №Э10 нефть поступает на вход насоса НН-2/1 или НН-1/4 и далее на вход трехфазного аппарата Хитер-Тритер ХТ-1/1 или на вход резервуара хранения нефти Р-1.

Резервуар Р-1 изготавливается в соответствии с техническими требованиями на резервуары нефтяные, утвержденными ПАО «Сургутнефтегаз», с учетом требований ГОСТ 31385-2016.

Резервуар РВС - вертикальный, цилиндрический со стационарной крышей, рулонной сборки. Согласно п.5.4.4 ГОСТ 31385-2016 резервуар Р-1 V-3000 м³ относится к классу КС-2а. Днище резервуара коническое с уклоном от центра 1:100. Тип стационарной крыши – коническая, каркасная. Резервуар оборудован люками и патрубками в стенке и на крыше. Ко всем люкам и местам обслуживания оборудования предусмотрены площадки обслуживания и лестницы. Крышки люков снабжены поворотными устройствами. При сооружении резервуара применяются следующие виды контроля сварных соединений: механические испытания сварных соединений образцов-свидетелей; визуальный контроль всех сварных соединений; измерительный контроль; контроль герметичности сварных швов; физические методы – для выявления наличия внутренних дефектов; радиография или ультразвуковая дефектоскопия; гидравлические и пневматические прочностные испытания конструкции резервуара.

Для противокоррозионной защиты внутренней поверхности Р-1 проектной документацией предусматривается полимерное высокопрочное покрытие, рекомендованное ОАО «ВНИИСТ», схема покраски №5.

Проектная документация по защите от коррозии внутренней и внешней поверхностей резервуара Р-1 выполняется отдельным проектом.

Внутри резервуар оборудован маточником, с помощью которого нефть равномерно распределяется по всей площади резервуара. Дополнительно проектом предусмотрена откачка нефти из резервуара со стояка высотой 6,5 м. Проектные величины внутреннего давления и вакуума обеспечиваются установленными на крыше резервуара дыхательными клапанами не примерзающими типа КДС-1500/500 (1раб.+1рез.). Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных клапанов. Уровень нефти в резервуаре контролируется сигнализаторами уровня, установленными на крыше (2 шт.). Пожарная безопасность обеспечивается стационарной системой пенотушения с пеногенераторами ГПСС-600 в количестве 3 шт., кольцами для охлаждения резервуара при пожаре, пожарными извещателями. Проектом предусмотрена молниезащита резервуара и защита от статического электричества (с использованием прожекторных мачт).

Для аварийного сброса избыточного давления, вызванного внешним температурным воздействием высокой интенсивности и (или) неисправностью других систем вентиляции проектной документацией предусмотрена установка одного аварийного клапана на кровле DN 500 мм пропускной способностью не менее

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 28
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

15000 м³/ч (в соответствии с объемом резервуара согласно п.6.5.7.4 Таблица 16 ГОСТ 31385-2016) с давлением срабатывания аварийного клапана 3,0 кПа. Из дополнительного оборудования на кровле резервуара установлен люк замерной DN150 с искробезопасной вставкой и пожарные датчики.

Высота стены ограждения (обвалования) РВС на 0,20 м выше расчетного уровня разлившейся жидкости. Объем разлившейся жидкости, образуемый внутри ограждения, определен для одного РВС объемом 3000 м³. Для перехода через стены ограждения РВС предусматриваются площадки обслуживания технологические. Вокруг каре предусмотрен кольцевой проезд с организацией стоянки для пожарной техники.

Во время проведения освидетельствования, ревизии и ремонта оборудования, для удаления накопившегося осадка предусмотрены патрубок для зачистки и люк-лаз в стенке РВС.

Проектной документацией предусмотрен трубопровод дренажа для сбора утечек с насосов установленных в корпусе производственном (поз.2.16.1), и дренажа СИКНС в дренажную емкость ЕУ-1. Емкость ЕУ-1 оборудована погружным насосом Н-4/1.

Опорожнение аппаратов, трубопроводов и фильтров Ф-1...Ф-17 производится в дренажные емкости Е-1,2. Дренажные емкости Е-1,2 оборудованы погружными насосами Н-3/1,2.

Откачка из емкостей производится погружными насосами в нефтепровод технологический с сепараторов II степени С-2/1,2.

Емкости Е-1,2, ЕУ-1, Е-7 оборудованы общей газоуравнивающей системой со свечей рассеивания и огнепреградительным клапаном на выходе.

Отделившаяся от нефти в трехфазном аппарате УПСВ ХТ-1/1 подтоварная вода с содержанием нефтепродуктов до 1000 мг/л по трубопроводу DN300 поступает в резервуары очищенных стоков (отстойники пластовой воды) РО-1,2 V=3000 м³.

При последовательной работе резервуаров очищенных стоков (РО-1,2) отделенная от нефти вода из аппаратов Хитер-Тритер поступает в резервуар очищенных стоков (РО-1), затем вода по трубопроводу перетока подается в резервуар очищенных стоков (РО-2).

Внутри резервуары оборудованы маточником для равномерного распределения воды, и стояком уловленной нефти, с помощью которого нефтяная пленка собирается со всей площади очистного резервуара. Проектные величины внутреннего давления и вакуума обеспечиваются установленными на крыше резервуара дыхательными клапанами не примерзающими типа КДС-1500/500 (1раб.+1рез.). Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных клапанов. Аварийный клапан DN500, предназначенный для аварийного сброса избыточного давления, вызванного внешним температурным воздействием высокой интенсивности и (или) неисправностью других систем вентиляции, таких как дыхательные клапаны, газовые подушки и т.п.. Уровень воды и нефтяной пленки в резервуаре контролируется сигнализаторами уровня, установленными на крыше (2 шт.). Пожарная безопасность обеспечивается пожарными извещателями. Проектом предусмотрена молниезащита резервуара и защита от статического электричества.

Обвязка резервуара РО-1 позволяет использовать резервуар для аварийного хранения нефти, для подачи и откачки нефти установлены секционные электроприводные задвижки Э19, Э20. Дополнительные мероприятия по пожарной безопасности в РО-1 обеспечивает установка стационарной системы пенотушения с

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	аварийного сброса избыточного давления, вызванного внешним температурным воздействием высокой интенсивности и (или) неисправностью других систем вентиляции, таких как дыхательные клапаны, газовые подушки и т.п.. Уровень воды и нефтяной пленки в резервуаре контролируется сигнализаторами уровня, установленными на крыше (2 шт.). Пожарная безопасность обеспечивается пожарными извещателями. Проектом предусмотрена молниезащита резервуара и защита от статического электричества.					
				Обязка резервуара РО-1 позволяет использовать резервуар для аварийного хранения нефти, для подачи и откачки нефти установлены секучие электроприводные задвижки Э19, Э20. Дополнительные мероприятия по пожарной безопасности в РО-1 обеспечивает установка стационарной системы пенотушения с					
								17342-TP1.1.ТЧ	Лист
									29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

пеногенераторами ГПСС-600 в количестве 3 шт. и кольцом для охлаждения резервуара при пожаре.

Подготовленная в очистных резервуарах подтоварная вода с содержанием нефтепродуктов до 50 мг/л по трубопроводу DN300 поступает на прием насосов подтоварной воды ВН-1/1,2, расположенных в корпусе производственном (поз.2.16.1). Далее вода через узел учета откачивается на прием скважин специальных куста водозаборных скважин 1 ВЗ для последующего использования в системе ППД.

Уловленная в РО-1,2 нефть по трубопроводу DN200 подается в нефтенасосную, на вход одного из насосов НН-1/2 или НН-1/4. С выхода насоса нефть по линии некондиции откачивается на вход трехфазного аппарата Хитер-Тритер ХТ-1/1 или по линии подрезки DN150 откачивается трубопровод пластовой воды DN300 К14 на вход очистных сооружений РО-1,2.

Для сбора производственных и производственно-дождевых стоков проектной документацией предусмотрена емкость Е-6, оборудованная погружным насосом Н-6. В емкость Е-6 организован сбор утечек с пола нефтенасосной поз.2.16.

Байпасные трубопроводы позволяют осуществлять плановые остановки для проведения ревизии и капитального ремонта технологического оборудования.

Технологические параметры работы ДНС с УПСВ поддерживаются в заданном режиме регулирующими клапанами и контрольно-измерительными приборами.

Для закачки реагента-деэмульгатора в трубопровод обводненной нефти на вход ДНС и ингибитора коррозии в трубопровод нефти на выходе ДНС предусмотрена установка дозирования реагентов БДР. Блок дозирования БДР позволяет производить подачу депрессатора в трубопровод нефти на выходе ДНС, для снижения точки потери текучести и тем самым улучшения характеристики движения нефти.

Установка дозирования реагентов БДР оборудована насосами типа НД с частотным регулированием расхода подачи.

Проектной документацией предусмотрена операторная блочно-модульного полнокомплектного заводского исполнения поз.2.1, предназначенная для работы обслуживающего персонала, размещения вторичных средств контрольно-измерительной аппаратуры, вычислительной техники и электроприборов управления оборудованием объекта.

5.3.1.3 Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Третья очередь

При подтверждении прогнозных показателей добычи нефти предусмотрены резервные площади для аппаратов третьей очереди строительства:

- УПСВ Хитер-Тритер (I типа) ХТ-1/2 с блоком управления БУ-1/2 поз.3.1.

Подключение проектируемого оборудования предусмотрено к перспективной запорной арматуре и фланцевым соединениям предусмотренным второй очередью строительства.

5.3.1.4 Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Четвертая очередь

При подтверждении прогнозных показателей добычи нефти Юганской группы месторождений предусмотрены резервные площади для аппаратов четвертой очереди строительства:

- УПН Хитер-Тритер (II типа) ХТ-2/3 с блоком управления БУ-2/3 поз.4.1.

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ				30

<p>- УПСВ Хитер-Тритер (I типа) ХТ-1/2 с блоком управления БУ-1/2 поз.3.1.</p> <p>Подключение проектируемого оборудования предусмотрено к перспективной запорной арматуре и фланцевым соединениям предусмотренным второй очередью строительства.</p> <p>5.3.1.4 Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Четвертая очередь</p> <p>При подтверждении прогнозных показателей добычи нефти Юганской группы месторождений предусмотрены резервные площади для аппаратов четвертой очереди строительства:</p> <p>- УПН Хитер-Тритер (II типа) ХТ-2/3 с блоком управления БУ-2/3 поз.4.1.</p>						
---	--	--	--	--	--	--

Подключение проектируемого оборудования предусмотрено к перспективной запорной арматуре и фланцевым соединениям предусмотренным второй очередью строительства.

5.3.1.5 Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Пятая очередь

При подтверждении прогнозных показателей добычи нефти Юганской группы месторождений предусмотрены резервные площади для оборудования пятой очереди строительства:

- резервуар хранения нефти (объемом 3000 м³) (Р-2) поз.5.1.

Согласно п.4.4 протокола ПАО «Сургутнефтегаз» от 17.08.2022 № 01-28-14-37 «О рассмотрении проектов плана капитального строительства на 2024, 2025 годы» для исключения рисков возникновения аварийных ситуаций при выполнении строительно-монтажных работ по возведению резервуаров строительство резервуара хранения нефти Р-2 поз.5.1 будет выполнено совместно со строительством резервуара хранения нефти Р-1 поз.2.30 второй очереди.

5.3.1.6 Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Шестая очередь

Для увеличения коэффициента утилизации попутного нефтяного газа технологической обвязкой второй очереди строительства предусмотрены трубопроводы и запорная арматура для установки:

- эжектор жидкостный поз.6.1.

Технологические трубопроводы и запорно-регулирующая арматура для подключения эжектора жидкостного предусмотрена второй очередью строительства.

5.3.1.7 Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Седьмая очередь

Для увеличения объема прокачиваемой нефти по напорному нефтепроводу, и возможности организации закачки дипрессорной (противотурбулентной) присадки, обвязкой второй очереди строительства предусмотрены трубопроводы и запорная арматура для установки на территории площадки производственной (блока реагентного) поз.2.26:

- блок реагентный (БДР) поз.7.1.

Подключение проектируемого оборудования предусмотрено к перспективной запорной арматуре предусмотренным второй очередью строительства.

5.3.2 Характеристика применяемых реагентов

Для разрушения водонефтяных эмульсий, поступающих на площадку ДНС с УПСВ, применяются реагенты-деэмульгаторы. Наиболее широкое применение на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» получили реагенты-деэмульгаторы типа:

- «Сондем 4401», «Сондем 4401-131», ОАО «Нефтехим» г.Уфа или аналогичные, допущенные для применения в ПАО «Сургутнефтегаз».

Реагенты являются неионогенными поверхностно-активными веществами и представляют собой в основном блоксополимеры окисей этилена.

Содержание поверхностно-активных веществ в товарном продукте составляет 35-75%.

Деэмульгаторы в своем составе содержат от 25 до 65% растворителя, в качестве последнего применяются спирты (метиловый, бутиловый, изопропиловый)

Изм. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №
<p>Для разрушения водонефтяных эмульсий, поступающих на площадку ДНС с УПСВ, применяются реагенты-деэмульгаторы. Наиболее широкое применение на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» получили реагенты-деэмульгаторы типа:</p> <p>- «Сондем 4401», «Сондем 4401-131», ОАО «Нефтехим» г.Уфа или аналогичные, допущенные для применения в ПАО «Сургутнефтегаз».</p> <p>Реагенты являются неионогенными поверхностно-активными веществами и представляют собой в основном блоксополимеры окисей этилена.</p> <p>Содержание поверхностно-активных веществ в товарном продукте составляет 35-75%.</p> <p>Деэмульгаторы в своем составе содержат от 25 до 65% растворителя, в качестве последнего применяются спирты (метиловый, бутиловый, изопропиловый)</p>			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
Подп.	Дата		

17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
	31

и ароматические углеводороды (бензол, ксилол, толуол и др.), которые являются легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами.

Расход реагента деэмульгатора составляет от 30 до 50 г на 1 тонну чистой нефти (в соответствии с РД 39-1-1261-85). Во входной нефтегазопровод и на вход аппаратов ХТ-2/1, ХТ-2/2 реагент подается по трубопроводу подачи реагента в виде раствора, с предварительно подготовленной нефтью (с обводненностью от 5 до 10%) с выхода насосной нефти. Оптимальная концентрация рабочего раствора деэмульгатора в подготовленной нефти для подачи по трубопроводу подачи реагента рекомендуется от 0,2 до 0,5%.

Марка реагента деэмульгатора и удельный расход подбираются индивидуально в зависимости от типа водонефтяной эмульсии поступающей на установку, технологического режима (температуры нагрева) установки, применяемого реагента, и в среднем составляет от 15 до 30 г на 1 тонну чистой нефти (в соответствии с РД 39-0148070-335-88Р, расчетный расход составляет 15,0 г/т). Для товарной подготовки нефти расход применяемого реагента в среднем составляет от 20 до 30 г на 1 тонну чистой нефти. Расчетный расход составляет 30,0 г/т.

Для защиты напорного нефтепровода от коррозии производится закачка ингибитора коррозии. В качестве ингибитора коррозии применяются ингибиторы типа «Коррексит SXT 002», «Додикор V 4712» и другие, в зависимости от поставки допущенные для применения в ПАО «Сургутнефтегаз». Расход ингибитора коррозии подбирается индивидуально и зависит от условий перекачки и времени применения ингибитора коррозии на обрабатываемый трубопровод, и составляет 15 г/т до 100 г/т откачиваемой жидкости, в зависимости от стадии и условий обработки. Расчетный расход составляет 30,0 г/т откачиваемой жидкости.

В качестве депрессатора (противотурбулентной присадки) применяется ингибитор отложения парафинов/депрессатор типа «FLEXOIL WM2300» производства ООО «Мастер кемикалз» г.Казань с ориентировочной дозировкой от 25 г/т до 100 г/т или аналог со схожими характеристиками или аналогичные допущенные для применения в ПАО «Сургутнефтегаз». Расчетный расход составляет 30,0 г/т откачиваемой жидкости.

«Flexoil WM2300» является модификатором кристаллов парафина, который способен снижать точку потери текучести и, таким образом, улучшать характеристики движения нефти. «Flexoil WM2300» может применяться при низких температурах без проблем для закачки.

Расход деэмульгатора представлен в Таблица 11. Физико-химические свойства реагентов представлены в Таблица 12.

Таблица 11 - Расход деэмульгатора

Показатели	Размерность	Количество	
		2027 год	2035 год
1	2	3	4
Нефть	т/сут	3349,6	2183,9
Расход деэмульгатора на 1 тонну (предварительная подготовка нефти)	г/т	15	15
Расход деэмульгатора на суточное кол-во нефти	т/сут	0,050244	0,0327585

Взам. инв. №		Таблица 11 - Расход деэмульгатора							
		Показатели		Размерность	Количество				
Подп. и дата		1		2	2027 год	2035 год			
		Нефть		т/сут	3349,6	2183,9			
		Расход деэмульгатора на 1 тонну (предварительная подготовка нефти)		г/т	15	15			
		Расход деэмульгатора на суточное кол-во нефти		т/сут	0,050244	0,0327585			
Инв. № подл.	1023106							17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
									32

Показатели	Размерность	Количество	
		2027 год	2035 год
1	2	3	4
Концентрация деэмульгатора в нефтеводореагентной эмульсии (от 0,2 до 0,5 %)	%	0,2	0,2
Раствор деэмульгатора в нефтеводореагентной эмульсии указанной концентрации	т/сут	25,122	16,37925
Водонефтяная смесь (10% обводненности) для получения раствора деэмульгатора	т/сут	27,6342	18,017175
Расход жидкости на выходе ДНС (10% обводненности)	т/сут	3684,56	2402,29
Расход деэмульгатора на 1 тонну (товарная подготовка нефти)	г/т	30	30
Расход деэмульгатора (товарная подготовка нефти)	т/сут	0,10488	0,065517
Расход деэмульгатора (предварительная и товарная подготовка нефти)	т/сут	0,155124	0,0982755
Расход ингибитора коррозии на 1 тонну жидкости (расчетная)	г/т	30	30
Расход ингибитора коррозии	т/сут	0,11054	0,07207
Расход депрессорной присадки на 1 тонну жидкости (расчетная)	г/т	30	30
Расход депрессатора	т/сут	0,11054	0,07207

Таблица 12 - Физико-химические свойства реагентов

Реагент, арактеристика	Деэмульгатор	
Активная основа	Неионогенное поверхностноактивное в-во в растворе смеси метанола и ксилола	Неионогенное поверхностно-активное в-во (простые полиэферы) в растворе смеси метанола и высококипящих углеводородов
Назначение	деэмульгатор	деэмульгатор
Агрегатное состояние	жидкость	жидкость
Плотность	940 кг/м ³	940 кг/м ³
Температура застывания	-50 °С	-50 °С
Температура вспышки	ЛВЖ – 4 °С	ЛВЖ – 10 °С
Вязкость	42 мПа*с (20 °С)	60 мПа*с (20 °С)
Содержание ПАВ, %		65
Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88	3	3

Изм. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-TP1.1.TЧ

Лист

33

Токсикологическая характеристика	лется наличием метанола	лется наличием метанола
Реагент, характеристика	Ингибитор коррозии	
Активная основа	Раствор продукта ЕС1240(массовая доля в составе ингибитора коррозии 10-35% в метиловом спирте по ГОСТ 2222-95 марки Б (массовая доля 65-90%))	Соли четвертичноаммониевого основания имидозалина
Назначение	ингибитор коррозии	ингибитор коррозии
Агрегатное состояние	жидкость	жидкость
Плотность	880-940 кг/м ³	89+0.02 г/см ³
Температура застывания	-50 °С	-40 °С
Температура вспышки	ЛВЖ – 4 °С	ЛВЖ – 12 °С
Вязкость	20 мм ² /сек (20 °С)	4.5±1 мПа*с
Содержание ПАВ, %		
Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88	3	3
Токсикологическая характеристика	лется наличием метанола	лется наличием метанола

5.3.3 Краткая выписка из расчета оборудования и трубопроводов

5.3.3.1 Расчет сепараторов I ступени сепарации

Объем сепараторов рассчитывается с учетом объема поступления жидкости и времени пребывания жидкости в аппарате (РД 39-0004-90 «Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования», стр.43):

$$V = \frac{Q \times t}{C}, \text{ где}$$

- производительность сепаратора по жидкости, м³/мин
- объем аппарата, м³
- время пребывания, мин
- коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью, принимаемый равным 0,4 - 0,6 D.

Плотность жидкости – от 910,3 до 964,0 кг/м³.

Рекомендуемое время пребывания жидкости в сепараторе принимаем по таблице 3 РД 39-0004-90. Нефть согласно классификации ВНИИСПТнефть (РД 39-0004-90) относится к среднему типу. Рекомендуемое время пребывания жидкости в нефтегазовом сепараторе - 5 - 10 мин при обводненности до 30% и после 60%. При обводненности в пределах 30-60% время пребывания для легких и средних нефтей увеличивается в 1,5 раза.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.	1023106							17342-TP1.1.TЧ		Лист
						Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			34

Требуется установка сепаратора 1-й ступени $V=50 \text{ м}^3$ в количестве (2 шт.) сепаратора нефтегазовых объемом $V=50 \text{ м}^3$ типа НГС II–1,6–2400-2-И.

5.3.3.2 Сепараторы II ступени сепарации

Объем сепараторов буферов ДНС принимается из расчета пребывания жидкости в нем в течении 10 мин (Согласно п. 6.2.7.8 ГОСТ Р 58367-2019):

$$V = \frac{Q \times t}{C}, \text{ где}$$

Q – производительность сепаратора по жидкости, $\text{м}^3/\text{мин}$

V - объем аппарата, м^3 ;

t - время пребывания, мин;

C – коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью, принимаемый равным 0,4 - 0,6 D.

Согласно расчета при сепарации нефти в режиме УПСВ достаточно установить два (2 шт.) сепаратора нефтегазовых объемом $V=50 \text{ м}^3$ типа НГС II–1,0–2400-2.

5.3.3.3 Газосепаратор (Г-1)

Максимальное количество газа, поступающее в газосепаратор (в 2027 г.), составляет $124\,270 \text{ ст.м}^3/\text{сут} = 4824 \text{ н.м}^3/\text{час}$.

В качестве газосепаратора Г-1 принимаем газосепаратор типа НГС II-1,6-2000-2-И (с центробежными сепарационными элементами) объемом $V=25 \text{ м}^3$ с производительностью до $70\,000 \text{ н.м}^3/\text{час}$. Следовательно, одного проектируемого газосепаратора достаточно.

5.3.3.4 Скруббер (Г-2)

Максимальное количество газа, поступающее в газосепаратор (в 2027 г.), составляет $24,65 \text{ тыс.н.м}^3/\text{сут} = 1027 \text{ н.м}^3/\text{час}$.

В качестве газосепаратора Г-2 для подачи газа на топливные нужды принимаем скруббер производства фирмы Сивалс, штат Техас, США.

Производительность газосепаратора (при $P=0,4 \text{ МПа}$ и $t=0^\circ\text{C}$) составляет - $8500 \text{ н.м}^3/\text{час}$.

Следовательно, одного проектируемого газосепаратора-скруббера достаточно.

5.3.3.5 УПСВ Хитер-Тритер

Год максимальной добычи жидкости 2035 год:

$$Q_{ж2035} = 7365 \text{ т/сут} = 306,9 \text{ т/час}$$

Производительность УПСВ Хитер-Тритер согласно паспортным данным $Q_{ж} = 10000 \text{ т/сут}$.

$$7\,365 \text{ т/сут} > 10000 \text{ т/сут}$$

Следовательно, одного аппарата Хитер-Тритер по производительности недостаточно, необходима установка двух аппаратов Хитер-Тритер.

При расчете по тепловой нагрузке учитывалось письмо ОАО «Сургутнефтегаз» от 28.10.2003 г. №29-16/1-44, согласно которому при

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 35
------	---------	------	--------	-------	------	----------------	------------

обработке нефтяной эмульсии химическими реагентами (деэмульгаторами) в аппарат Хитер-Тритер поступает расслоившаяся эмульсия, и нагревать необходимо только «связанную» воду, объем которой не превышает 20% от объема поступающей в аппарат водогазонефтяной смеси.

Расчет проводим на год максимальной добычи нефти (2027 год) по формуле:

$$Q = ((q_H \times C_H) + (q_B \times C_B)) \times (t_2 - t_1), \text{ где:}$$

Q - тепло, которое необходимо сообщить нефтяной эмульсии, ккал/час;

q_H - количество нефти в нефтяной эмульсии, кг/час;

q_B - количество воды в нефтяной эмульсии, кг/час;

C_H - удельная теплоемкость нефти, ккал/кг °С;

C_B - удельная теплоемкость воды, ккал/кг °С;

$(t_2 - t_1)$ – разница температур, °С.

$q_{H2027} = 140,63$ т/час;

$q_{B2027} = 843,6$ т/час;

$Q = 2\,957\,085$ ккал/час

Расчет количества аппаратов ведется по формуле:

$$n = \frac{Q}{Q_x},$$

где:

Q – тепло, которое необходимо сообщить нефтяной эмульсии, ккал/час;

Q_x – тепловая производительность аппарата Хитер-Тритер, ккал/час.

Согласно паспортным данным тепловая нагрузка УПСВ Хитер-Тритер составляет 1732500 ккал/час.

$N = 2957085 / 1732500 = 1,71$ шт.

Следовательно, для предварительной подготовки нефти на ДНС Туканского нефтяного месторождения в год максимального количества жидкости (2035 г.) необходимо установить два трехфазных сепаратора типа УПСВ Хитер-Тритер I типа.

5.3.3.6 Резервуар хранения нефти

Согласно техническому заданию на строительство объекта к установке принят резервуар Р-1, Р-2 ($V=3000$ м³).

Согласно п.6.2.7.14 ГОСТ Р 58367-2019 «Суммарный объем емкостей должен обеспечивать прием максимального объема жидкости, поступающей на ДНС в течении времени, необходимого для остановки фонда добывающих скважин» (Согласно п.2.48. "Норм технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных м/р" (ВНТП 3-85). При размещении ДНС на месторождениях, суммарный объем аварийных резервуаров типа РВС должен приниматься из расчетов 8-12-часового запаса поступающей жидкости. Количество РВС и их номинальный единичный объем определяются технико-экономическими расчетами.)

Требуется установка РВС $V=3000$ м³ в количестве 1 шт.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.	1023106								
						Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
													36

5.3.3.7 Очистные сооружения

Согласно таблице 2 ГОСТ Р 58376-2019 суммарный объем резервуаров-отстойников должен приниматься из расчета 8 -16 часового запаса поступающей воды.

Требуется установка РВС (очистного) $V=3000 \text{ м}^3$ в количестве 2-х шт. (1раб. + 1рез).

5.3.3.8 Станция насосная перекачки нефти

По результатам гидравлического расчета напорного нефтепровода насосные агрегаты должны обеспечивать рабочее давление не менее 3,3 МПа в рабочем режиме, и до 5,4 МПа в режиме пропускания очистного устройства.

Согласно задания на проектирование на объекте для перекачки нефти запроектированы насосные агрегаты ЦНСАнт 60х394 (3 в работе + 1 в резерве). Насосы установлены в помещении станции насосной перекачки нефти (блочной, комплектной поставки).

Ввиду недостаточной изученностью запасов Демьянского нефтяного месторождения, в случае увеличения разведанных запасов, проектной документацией предусмотрена возможность замены насосных агрегатов Н-1/1...Н-1/4 на ЦНСАнт 105х392 (ЦНСАнт 180х425).

Для возможности проведения диагностики и пропускания очистных устройств по напорному трубопроводу в составе корпуса производственного установлены повышающие насосные агрегаты винтового типа А82ВВ140/63 НН-3/1...НН-3/3 (2 шт. раб + 1 шт. рез.)

5.3.3.9 Узел учета нефти

В качестве узла учета нефти применяется СИКНС, который состоит из 2-х рабочих, резервной и контрольной линий с массовыми кариолисовыми расходомерами.

Технические требования на закупку СИКНС приведено в Приложении А.

5.3.3.10 Факельная установка

Максимальное количество газа, поступающее на ДНС с УПСВ в год максимальной добычи нефти (2027 год) составляет $Q_{Г2027} = 45,4 \text{ млн. м}^3/\text{год}$.

$Q_{Г2027} = 45,4 \text{ млн. м}^3/\text{год} = 90\,740 \text{ м}^3/\text{сут} = 3781 \text{ м}^3/\text{час}$.

Поступление на оголовок факела низкого давления $24\,849 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Паспортная производительность сдвоенной факельной установки высокого давления СФНР-150/200-20ХЛ - $256,00 \text{ тыс. н.м}^3/\text{сут.}$, по факелу низкого давления - $146,00 \text{ тыс. н.м}^3/\text{сут}$

При работе факельной установки должно соблюдаться условие – количество сбрасываемого газа через факельную установку должно быть меньше паспортной производительности устанавливаемой факельной установки:

В нашем случае условие соблюдается для оголовника высокого давления: $90740 \text{ м}^3/\text{сут} < 256\,000 \text{ м}^3/\text{сут.}$, для оголовника низкого давления: $24\,840 \text{ м}^3/\text{сут} < 146\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	Поступление на оголовник факела низкого давления 24 849 м³/сут. Паспортная производительность сдвоенной факельной установки высокого давления СФНР-150/200-20ХЛ - 256,00 тыс. н.м³/сут., по факелу низкого давления - 146,00 тыс. н.м³/сут При работе факельной установки должно соблюдаться условие – количество сбрасываемого газа через факельную установку должно быть меньше паспортной производительности устанавливаемой факельной установки: В нашем случае условие соблюдается для оголовника высокого давления: 90740 м³/сут < 256 000 м³/сут., для оголовника низкого давления: 24 840 м³/сут < 146 000 м³/сут.					
		17342-ТР1.1.ТЧ						Лист	
								37	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

5.3.3.11 Расчет высоты факельной установки

В соответствии с приложением 17 РБ ФС расчет высоты факельной установки выполнен при заданном расстоянии между факелом и объектом (основанием факела/обвалованием факельного хозяйства/конденсатосборником) по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{\varepsilon Q}{4\pi q_{\text{плд}}} - (X - Z \sin \alpha)^2} + h - Z \cos \alpha.$$

при $\mu < 0,2$

где:

μ - отношение скорости истечения к скорости звука в сбрасываемом газе,

$$\mu = V / V_{\text{зв}};$$

H - высота факельной установки, м;

ε - коэффициент излучения пламени, принимаемый по справочным данным;

Q - количество тепла, выделяемого пламенем, кВт;

$q_{\text{плд}}$ - предельно допустимая плотность теплового потока от пламени, кВт/м²;

X - расстояние от факельного ствола до обвалования, м;

Z - расстояние от центра излучения пламени до верха ствола, м;

α - угол отклонения пламени (угол между вертикалью и осью пламени);

h - высота объекта, м;

V - скорость истечения сбросного газа, м/с;

$V_{\text{зв}}$ - скорость звука в сбрасываемом газе, м/с.

$$V_{\text{зв}} = 91,5 \sqrt{kT/M}; \text{ где}$$

k - показатель адиабаты;

T - температура газа, К;

M - молекулярная масса газа.

Значения предельно допустимого излучения приведены в Таблице 13.

Таблица 13 - Значения предельно допустимого излучения

Зона	Выбор условий работы по излучению	Плотность теплового потока от пламени, кВт/м ² $q_{\text{плд}}$
1.	Неограниченное пребывание персонала (площадки производственные, УУГ и.т.д)	1,4
2.	Эвакуация персонала в течение 3 мин и на ограждении факельной установки	2,8
3.	Эвакуация персонала в течение 30 сек (ограждение факельной установки)	4,8
4.	У основания факельного ствола (полное запрещение пребывания персонала)	9,4

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 38
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В связи с высокой скоростью истечения газа из оголовка факела угол отклонения пламени от вертикали принимаем равным $\alpha=0^\circ$.

Формула приобретает вид:

$$H = \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot Q}{4 \cdot \pi \cdot q_{\text{ндр}}} - X^2 + h - Z}$$

Расчет минимального расстояния от факельной установки приведены в Таблице 14.

В качестве факела принята сдвоенная факельная установка, модернизированная с газодинамическим датчиком наличия пламени типа УФМС-200/200-200/200-20 производительностью по низкому давлению до 146 тыс. $\text{нм}^3/\text{сут.}$, производительностью по высокому давлению до 256 тыс. $\text{нм}^3/\text{сут.}$ с пунктом шкафным газорегуляторным.

Таблица 14 - Расчет минимального расстояния от факельной установки

№ п/п	Параметр	Ед.изм.	Величина	
			ФНД	ФВД
1	2	3	4	5
1	Пропускная способность оголовника факельной установки	$\text{нм}^3/\text{сут}$	146 000	256 00
2	Расход газа максимальный (Сброс кратковременный от СППК)	$\text{нм}^3/\text{сут}$	24 840	90 740 (252 573)
3	Диаметр оголовка факельного ствола	Ду, мм	150	200
4	Высота факельного ствола	Н, м	20,0	
Расчетная плотность теплового потока у основания факела		qпдп	кВт/ м^2	13,09
Минимальное расчетное расстояние от ФВД по плотности теплового потока		Таблица 20 ВНТП-3-85		
- до ограждения факельной установки		X'_{\min}	м	10,57
- до места установки регулятора		X''_{\min}	м	18,6
- до объекта с неограниченным временем пребывания		X'''_{\min}	м	33,07
Наименьшее расстояние между зданиями и сооружениями объектов обустройства нефтяного месторождения, м		Приложение 3		
Дожимные насосные станции (технологические площадки) / сепарационные установки (поз.2.8)		Не менее 60		
Аварийные резервуары ДНС (типа РВС) (поз.5.1)		Не менее 100		
Установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ /УПН) (поз.2.20)		Не менее 60		
Операторная ДНС с УПСВ (поз.2.1)		Не менее 60		

Из приведенных расчетов следует, что проектируемая факельная установка УФМС-200/200-200/200-20 высотой 20 м удовлетворяет необходимым требованиям по безопасности теплового потока от пламени. Расположение факельной установки выполнено с учетом распределения направления преобладающей «розы ветров».

Взам. инв. №		дожимные насосные станции (технологические площадки) / сепарационные установки (поз.2.8)	Не менее 60	330
		Аварийные резервуары ДНС (типа РВС) (поз.5.1)	Не менее 100	190
		Установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ /УПН) (поз.2.20)	Не менее 60	350
		Операторная ДНС с УПСВ (поз.2.1)	Не менее 60	440

Из приведенных расчетов следует, что проектируемая факельная установка УФМС-200/200-200/200-20 высотой 20 м удовлетворяет необходимым требованиям по безопасности теплового потока от пламени. Расположение факельной установки выполнено с учетом распределения направления преобладающей «розы ветров».

Инв. № подл.	1023106						17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		

39

5.3.4 Подбор диаметров трубопроводов ДНС Туканского нефтяного месторождения

Скорость движения продуктов по трубам при определении диаметров технологических трубопроводов рекомендуется принимать по данным таблицы 1 п.6.2.1.9 ГОСТ Р 58367-2019. Рекомендуемые скорости движения продуктов по трубам сведены в Таблица 15.

Диаметр трубопровода определяется по формуле:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\omega \cdot \Pi}}, \text{ где:}$$

Q – расход жидкости в трубопроводе, м³/сек

ω – рекомендуемая скорость в трубопроводе, м/сек.

При проектировании ДНС с УПСВ выполнен подбор диаметров проектируемых трубопроводов технологических, нефтегазопровода, газопроводов технологических и водоводов низконапорных. Результаты расчетов диаметров основных трубопроводов сведены в Таблица 16.

Таблица 15 - Рекомендуемые скорости движения продуктов по трубам

№ п/п	Наименование	Скорость, м/с
1	Газ под собственным давлением	до 10,0
2	Газ в факельном газопроводе	до 30,0
3	Нефтяная эмульсия (самотеком между аппаратами)	0,2 – 0,5
4	Нефтяная эмульсия в нагнетательных трубопроводах	1,2 – 3,0
5	Газ горючий	5,0 – 20,0
6	Газ при больших напорах (Эмирджанов Р.Т)	15,0 – 30,0

Таблица 16 - Результаты расчетов диаметров трубопроводов

№ п/п	Наименование трубопровода	Расход, м ³ /час в р.у.	Рекомендуемая скорость	Принимаемый диаметр, мм	Фактическая скорость, м/с
1	2	3	4	5	6
1	Вход жидкости на ДНС (нефтегазопровод)	270,3 - ^{2027г}	0,5...1,0	400	0,6
		318,3 - ^{2035г}		400	0,7
2	Вход/выход жидкости на/из сепаратор С-1/1, С-1/2	135,2 - ^{2027г}	0,5...1,0	300	0,77
		159,2 - ^{2035г}			0,90
3	Вход жидкости на ХТ-1/1, ХТ-1/2	270,3 - ^{2027г}	0,5...1,0	400	0,6
		318,3 - ^{2035г}			0,7
4	Выход нефти из ХТ-1/1, 1/2	172,4 - ^{2027г}	0,5...1,0	300	0,63
		167,3 - ^{2035г}			0,62
5	Нефтепровод технологический (в	270,3 - ^{2027г}	0,5...1,0	400	0,6
		318,3 - ^{2035г}			0,7

Изм. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
							40

№ п/п	Наименование трубопровода	Расход, м³/час в р.у.	Рекомендуемая скорость	Принимаемый диаметр, мм	Фактическая скорость, м/с
1	2	3	4	5	6
	РВС/ из РВС)				
6	Выход нефти с ДНС (по площадке/за УДР)	172,4 - ^{2027г}	1,0...3,0	300	2,1
		167,3 - ^{2035г}			0,96
7	Трубопровод пластовой воды	132,0 - ^{2027г}	0,5...1,0	300	0,49
		216,9 - ^{2035г}			0,82
8	Газопровод из Г-1 при 0,6 МПа	750,7 - ^{2027г}	5,0...20,0	200	12,29
9 10	Газопровод на факел Низкого давления (по площадке/после сепаратора СФ-1/1)	1209,6 - ^{2027г}	5,0...20,0	200	10,4
	Газопровод на факел Высокого давления (по площадке/после сепаратора СФ-1/2)	2624,5 - ^{2027г}	5,0...20,0	250	14,5

Проектной документацией предусмотрены следующие трубопроводы с внутренним антикоррозионным покрытием: нефтегазопровод от УДР до сепараторов первой ступени С-1/1...С-1/2, трубопровод нефти от сепараторов первой ступени С-1/1...С-1/2 до трехфазных аппаратов ХТ-1/1, ХТ-1/2, водовод от трехфазных аппаратов ХТ-1/1, ХТ-1/2 до очистных сооружений, и от очистных сооружений до насосов перекачки подтоварной воды НВ-2/1, НВ-2/2.

5.3.5 Краткая характеристика проектируемого оборудования

1) Сепараторы I ступени сепарации (С-1/1,2).

Сепараторы I ступени сепарации предназначены для первоначального разгазирования нефти, поступающей с месторождения. Аппараты с внутренним антикоррозионным покрытием.

- | | |
|--|----------------------|
| - тип: | НГС II-1,6-2400-2-И; |
| - объем аппарата, м³: | 50; |
| - рабочее давление, МПа: | 1,6; |
| - производительность по жидкости, м³/час: | 160 ÷ 800; |
| - климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: | ХЛ; |
| - срок службы, не менее, лет: | 20 |

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 41
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2) Сепараторы II ступени сепарации (С-2/1,2).

Сепараторы II ступени сепарации используются в качестве буферной емкостью на приеме насосов и в качестве КСУ при подаче нефти в резервуары. Аппараты с внутренним антикоррозионным покрытием.

- тип:	НГС I-1,0-2400-2;
- объем аппарата, м ³ :	50;
- рабочее давление, МПа:	1,0;
- производительность по жидкости, м ³ /час:	160 ÷ 800;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69:	ХЛ;
- срок службы, не менее, лет:	20

3) Сепаратор НГС (газосепаратор) (Г-1).

Газосепаратор предназначен для очистки попутного газа, выделившегося в сепараторах I ступени, от капельной жидкости. Аппарат оборудован центробежными сепарационными элементами.

- тип:	НГС II-1,6-2000-2-И;
- объем аппарата, м ³ :	25
- рабочее давление, МПа:	1,6;
- производительность по газу, нм ³ /час:	94400
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69:	ХЛ;
- срок службы, не менее, лет:	20

4) Скруббер (Г-2).

Газосепаратор с центробежными сепарационными элементами предназначен для осушки топливного газа перед подачей его на собственные нужды.

- завод-изготовитель:	«SIVALLS,Inc.» (в наличии)
- тип:	
- объем аппарата, м ³ :	3,68;
- рабочее давление, МПа:	0,7;
- производительность по газу, нм ³ /час:	8500;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69:	ХЛ;
- срок службы, не менее, лет:	20

5) Резервуары хранения нефти (Р-1, 2).

Резервуар предназначен для хранения нефти.

Резервуары Р-1, Р-2 - вертикальные, цилиндрические. Класс опасности резервуаров – III согласно ГОСТ 31385-2008 и РБ ВЦСР, относится к классу КС-2а. Днище резервуаров коническое с уклоном от центра 1:100. Тип стационарной крыши – коническая, каркасная (легкосбрасываемая конструкция). Резервуары оборудованы люками и патрубками в стенке и на кровле. Крышки люк-лазов снабжены поворотными устройствами. Ко всем люкам и местам обслуживания

Взам. инв. №		<p>производительность по газу, нм³/час: 63000; - климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: ХЛ; - срок службы, не менее, лет: 20</p> <p>5) Резервуары хранения нефти (Р-1, 2).</p> <p>Резервуар предназначен для хранения нефти.</p> <p>Резервуары Р-1, Р-2 - вертикальные, цилиндрические. Класс опасности резервуаров – III согласно ГОСТ 31385-2008 и РБ ВЦСР, относится к классу КС-2а. Днище резервуаров коническое с уклоном от центра 1:100. Тип стационарной крыши – коническая, каркасная (легкосбрасываемая конструкция). Резервуары оборудованы люками и патрубками в стенке и на кровле. Крышки люк-лазов снабжены поворотными устройствами. Ко всем люкам и местам обслуживания</p>							
Подп. и дата								17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
Инв. № подл.	1023106								42
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

оборудования предусмотрены площадки обслуживания и лестницы. Крышки люк-лазов снабжены поворотными устройствами. Проектные величины внутреннего давления и вакуума обеспечиваются установленными на крыше резервуара дыхательными клапанами не примерзающими типа КДС-1500/500 (1раб.+1рез.). Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных клапанов. Уровень нефти в резервуаре контролируется сигнализаторами уровня, установленными на крыше (2 шт.). Пожарная безопасность обеспечивается стационарной системой пенотушения с пеногенераторами ГПСС-600 в количестве 3 шт., кольцами для охлаждения резервуара при пожаре, пожарными извещателями.

Для защиты от коррозии элементов металлоконструкций резервуаров предусматривается наружная и внутренняя защита лакокрасочными покрытиями. Внутреннее покрытие на основе эпоксидно-полиуретановых материалов, схема покраски №5. Наружное покрытие – на основе эпоксидно-полиуретановых материалов. Срок службы защитных покрытий не менее 10 лет.

- тип:	PBC-3000;
- полезный объем, м ³ :	2969;
- высота, м:	11,92;
- диаметр, м:	18,98
- срок службы, не менее, лет:	30

6) Резервуары очищенных стоков (РО-1, 2).

Резервуар предназначен для подготовки подтоварной воды до необходимых требований.

Резервуары РО-1, РО-2 - вертикальные, цилиндрические. Класс опасности резервуаров – III согласно ГОСТ 31385-2008 и РБ ВЦСР, относится к классу КС-2а. Днище резервуаров коническое с уклоном от центра 1:100. Тип стационарной крыши – коническая, каркасная (легкосбрасываемая конструкция). Резервуары оборудованы люками и патрубками в стенке и на кровле. Крышки люк-лазов снабжены поворотными устройствами. Крышки люк-лазов снабжены поворотными устройствами. Ко всем люкам и местам обслуживания оборудования предусмотрены площадки обслуживания и лестницы. Крышки люк-лазов снабжены поворотными устройствами. Проектные величины внутреннего давления и вакуума обеспечиваются установленными на крыше резервуара дыхательными клапанами не примерзающими типа КДС-1500/500 (1раб.+1рез.). Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных клапанов. Уровень жидкости в резервуаре контролируется сигнализаторами уровня, установленными на крыше (2 шт.). Пожарная безопасность обеспечивается установленными пожарными извещателями.

Для защиты от коррозии элементов металлоконструкций резервуаров предусматривается наружная и внутренняя защита лакокрасочными покрытиями. Внутреннее покрытие – на основе эпоксидно-полиуретановых материалов, схема покраски №5. Наружное покрытие – на основе эпоксидно-полиуретановых материалов. Срок службы защитных покрытий не менее 10 лет.

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ				43

- тип:	PBC-3000;
- полезный объем, м ³ :	2969;
- высота, м:	11,92;
- диаметр, м:	18,98
- срок службы, не менее, лет:	30

Общие требования к проведению испытаний резервуаров хранения нефти Р-1, Р-2, и резервуаров очищенных стоков РО-1, РО-2.

Испытания резервуара производятся после завершения монтажа и сварочных работ в соответствии с разделом 11 ГОСТ 31385-2016.

Резервуар подвергается следующим испытаниям:

- испытание герметичности корпуса при заливе водой;
- испытание прочности корпуса при гидростатической нагрузке;
- испытание устойчивости корпуса резервуара созданием относительного разрежения внутри резервуара;
- испытание устойчивости основания резервуара с определением абсолютной и неравномерной осадки по контуру днища, крена резервуара, профиля центральной части днища.

Гидравлические испытания на прочность и устойчивость производятся при температуре воздуха не ниже +5°C.

Стенка резервуара испытывается на прочность наливом воды на высоту 10,500 м (для Р-1, Р-2, РО-1) и 11 м (для РО-2) с выдерживанием под этой нагрузкой (без избыточного давления) 24 часа. Контроль герметичности сварных соединений настила крыши резервуара проводится в процессе гидравлических и пневматических испытаний за счет создания избыточного давления воздуха внутри резервуара до 150-200 мм водяного столба.

Резервуар испытывается на относительное разрежение (внутренний вакуум) величиной 0,375 кПа (на 50% больше проектного значения). В процессе испытания резервуара на избыточное давление проводится визуальный контроль 100% сварных швов стационарной крыши резервуара. После испытания резервуара не допускается приварка к резервуару каких-либо деталей и конструкций.

Проектная документация по защите от коррозии внутренней и внешней поверхностей резервуара РВС выполняется отдельным проектом.

Антикоррозионная защита производится на площадке заказчика силами и средствами подрядной организации.

Срок службы резервуара 30 лет, достигается за счет нанесения антикоррозионного защитного покрытия внутренней поверхности резервуара. Гарантийный срок службы покрытия (согласно временного перечня лакокрасочных материалов и систем покрытий на их основе противокоррозионной защиты нефтепромысловых резервуаров, емкостного оборудования и металлоконструкций ПАО «Сургутнефтегаз») – 6 лет. На шестой год эксплуатации РВС, эксплуатирующее управление производит осмотр внутренней поверхности РВС с составлением протокола качества сохранности внутреннего покрытия, решения о необходимости его повторного покрытия и сроками проведения очередного осмотра защитного покрытия и внутренней поверхности РВС.

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Гарантийный срок службы покрытия (согласно временного перечня лакокрасочных материалов и систем покрытий на их основе противокоррозионной защиты нефтепромысловых резервуаров, емкостного оборудования и металлоконструкций ПАО «Сургутнефтегаз») – 6 лет. На шестой год эксплуатации РВС, эксплуатирующее управление производит осмотр внутренней поверхности РВС с составлением протокола качества сохранности внутреннего покрытия, решения о необходимости его повторного покрытия и сроками проведения очередного осмотра защитного покрытия и внутренней поверхности РВС.</p>					
								17342-TP1.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				44

- 7) Сепараторы трехфазные (УПСВ) Хитер-Тритер (ХТ-1/1, ХТ-1/2) I типа.
Сепараторы трехфазные (УП) Хитер-Тритер (ХТ-2/1, ХТ-2/2, ХТ-2/3) II типа.

Трехфазный нефтегазоводоотделитель УПСВ – предназначен для предварительного сброса пластовой воды на ДНС с обводненностью до 10%. Трехфазный нефтегазоводоотделитель УП – предназначен для подготовки нефти в поле высокой напряженности с обводненностью не более 1%.

Проектной документацией предусматривается замена технологического оборудования импортного производства в блоках управления установок предварительного сброса воды (далее – УПСВ Хитер-Тритер) I и II типа, имеющего значительный процент износа, на аналогичные, имеющие соответствующие характеристики и присоединительные размеры, не нарушающие конструкцию УПСВ Хитер-Тритер, в соответствии с типовыми проектными решениями «Установка предварительного сброса воды Хитер-Тритер (тип I). Установка подготовки нефти Хитер-Тритер (тип II). Техническое перевооружение. ПАО «Сургутнефтегаз» (шифр 18120) (далее – ТПР).

В качестве аппарата I типа в проектной документации будет применяться аппарат повторного применения (заводской номер №95426, регистрационный №694). По аппарату получено заключение экспертизы промышленной безопасности с присвоением регистрационного номера 58-ТУ-34464-2018 о продлении срока эксплуатации на 10 (десять) лет. Назначен очередной срок проведения экспертизы промышленной безопасности не позднее 15.05.2028 года. Копия документов о возможности повторного применения аппарата I типа представлена в Приложении Г.

В качестве аппарата II типа в проектной документации будет применяться аппарат повторного применения (заводской номер №109111, 109112, 109113) ранее установленные на УПН-5 ЦПС Алёхинского месторождения НГДУ «Нижнесортнымскнефть». Аппараты «Хитер-Тритер» с октября 2018 года выведены из эксплуатации, отключены от технологической схемы ЦПС Алехинского месторождения, обесточены. Оборудование имеет наработку до 17 лет, и остаточный срок эксплуатации до проведения экспертизы промышленной безопасности не менее 3 (трех) лет.

Будут выполнены работы по техническому освидетельствованию, диагностированию, консервации и составлен акт представителями НГДУ «Сургутнефть» о возможном повторном использовании.

На основании п.218 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» (далее ФНП), организация, осуществляющая эксплуатацию оборудования должна обеспечить проведение работ по техническому освидетельствованию, диагностированию, техническому обслуживанию и ППР оборудования под давлением в соответствии с требованиями правил ФНП и принятой в НГДУ «Сургутнефть» системой проведения работ. Руководителем НГДУ «Сургутнефть» приказом назначается ответственный специалист, который осуществляет производственный контроль за безопасной эксплуатацией оборудования под давлением.

На основании подпункта б) пункта 363 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №536, до начала эксплуатации необходимо проведение внеочередного освидетельствования

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	оборудования должна обеспечить проведение работ по техническому освидетельствованию, диагностированию, техническому обслуживанию и ППР оборудования под давлением в соответствии с требованиями правил ФНП и принятой в НГДУ «Сургутнефть» системой проведения работ. Руководителем НГДУ «Сургутнефть» приказом назначается ответственный специалист, который осуществляет производственный контроль за безопасной эксплуатацией оборудования под давлением.							
				На основании подпункта б) пункта 363 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №536, до начала эксплуатации необходимо проведение внеочередного освидетельствования							
								17342-TP1.1.TЧ		Лист	
										45	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

установки «Хитер-Тритер» I и II типа в объеме и порядке, установленными указанным ФНП.

После монтажа «Хитер-Тритер» (ХТ-1/1, ХТ-1/2) I типа и (ХТ-2/1, ХТ-2/2, ХТ-2/3) II типа провести внеочередное техническое освидетельствование оборудования, работающего под избыточным давлением, входящего в состав установка предварительного сброса воды «Хитер-Тритер» I типа и II типа в соответствии с руководством по эксплуатации.

Гидравлические испытания должны проводиться преимущественно при положительных температурах окружающего воздуха. Температура воды при гидроиспытаниях должна быть в пределах от +5 до +40 °С.

Повышение давления при гидравлическом испытании должно происходить плавно, без гидравлических ударов. Скорость подъема давления при гидроиспытании и понижении при остановке не должна превышать 0,5 МПа в минуту.

При неудовлетворительных результатах испытания обнаруженные дефекты должны быть устранены, а испытание повторено.

После проведения гидроиспытаний, спуск воды производить в дренаж. Результаты гидроиспытаний должны быть занесены в паспорта установок «Хитер-Тритер» I типа и II типа.

В комплект входят:

- тип:	Хитер-Тритер НТ-1040;	Хитер-Тритер НТ-1040;
- внутренний объем, м ³ :	74,6 (объем нефти – 56,4 м ³ , объем воды – 18,2 м ³)	74,6 (объем нефти – 56,4 м ³ , объем воды – 18,2 м ³)
- рабочее давление, МПа:	0,7;	0,7;
- производительность по жидкости, т/сут.:	до 10 000;	до 1 653;
- обводненность входной продукции, %	70 – 90	до 20
- обводненность выходной продукции, %	до 10,0	до 1,0
- производительность по нефти, т/сут.:	до 3000;	до 1 400;
- производительность по газу, н.м ³ /сут.:	до 136 000;	до 10 000;
- площадь жаровой трубы, м ²	32,9	32,9
- тепловая мощность, МВт:	2,015;	2,015;
- объем жидкой фазы, м ³ :	74,6;	74,6;
- напряжение высоковольтного трансформатора, кВ	-	до 25
- срок службы, не менее, лет:	20	20
блок управления:		
- длина	6000 мм	6000 мм
- ширина	3000 мм	3000 мм
- высота	3600 мм	3600 мм
- количество	2 шт.	3 шт.
климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	ХЛ	ХЛ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 46
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Горизонтальная емкость с подогревателем и блок управления покрыты тепловой изоляцией из каменной ваты толщиной 2 дюйма - 50,8 мм с укрывным покрытием из алюминиевого листа. Электрооборудование аппаратов по маркировке по взрывозащите электрооборудования соответствует - 0Ex idIIAT6. Класс классификации электрооборудования по взрывобезопасности по NEC – Класс 1, группа D, раздел 1 (вещества - пропан, метан. Область, где воспламеняющиеся концентрации горячих газов, паров или жидкостей могут существовать все время или некоторое время при нормальных условиях эксплуатации).

8) Блок реагентный (БДР).

Для заправки реагентов в трубопровод обводненной нефти на вход ДНС, и на вход аппаратов «Хитер-Тритер» 2-го типа ХТ-2/1...ХТ-2/3 и дипрессатора или ингибитора коррозии в трубопровод нефти на выходе ДНС предусмотрена установка дозирования реагентов БДР.

- наименование:	БДР;
- тип насоса:	Плунжерный, типа НД
- производительность насоса, л/час (шт.):	16,0/16,0 - 2 шт;
- давление насоса, кгс/см ² (МПа):	100 (10,0 МПа);
- емкость хранения реагента, м ³ :	4 (внутренняя в БДР);
- количество расходных емкостей, шт.:	2 (внутренняя в БДР)
- объем расходных емкостей, м ³ :	0,4;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	ХЛ;
- срок службы, не менее, лет:	20.

Согласно требований п.6.2.9.1 ГОСТ Р 58367-2019 на проектируемой ДНС создается расходный склад с площадкой хранения и навесом от осадков с рекомендуемой нормой запаса реагентов на складе при хранении его в бочках - до 30 сут. С учетом расхода реагентов в

Таблица 11 объем хранения составляет до 4,653 т, что составляет до 25 бочек объемом 200 л. Площадка хранения склада-навеса позволяет производить одновременное хранение до 60 бочек одновременно.

В случае поставки реагента в бочках на площадке предусмотрен склад-навес, оборудованный кран-балкой грузоподъемностью 1 тонна во взрывозащищенном исполнении.

9) Сдвоенная факельная установка СФНР-150/200.

Сдвоенная (мультигорелочная) факельная установка предназначена для сжигания попутного нефтяного газа из двух источников:

- факельного газопровода низкого давления из сепараторов НГС (второй ступени) С-2/1,2 работающих в режиме КСУ;
- факельного газопровода высокого давления, в случае:
- аварийного сброса газа;
- срабатывания предохранительных клапанов;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 47
------	---------	------	--------	-------	------	----------------	------------

- освобождения аппаратов от газа и паров в аварийных ситуациях, при пуске и остановке технологического объекта.

В качестве факела принята сдвоенная факельная установка самонесущей конструкции (воспринимающая все нагрузки от внешних факторов, включая ветер, снег и др.), модернизированная с газодинамическим датчиком наличия пламени типа УФМС-200/200-200/200-20 производительностью по низкому давлению до 146 тыс. нм³/сут., производительностью по высокому давлению до 256 тыс. нм³/сут. с пунктом шкафным газорегуляторным.

- тип: УФМС-150/200-200/200-20
- условный диаметр факельного оголовка низкого давления, мм: 150;
- условный диаметр факельного оголовка высокого давления, мм: 200;
- объем сжигаемого газа по паспорту факельного оголовка низкого давления, н.м³/сут: 146 000;
- объем сжигаемого газа по паспорту факельного оголовка высокого давления, н.м³/сут: 256 000;
- система розжига: Электрическая;
- регулятор давления: Fisher, модель 99 (импортного производства);
- высота факельного ствола, м: 20;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: ХЛ.

10) Сепаратор факельного газа (СФ-1/1, СФ-1/2).

Сепаратор факельный предназначен для выделения капельной жидкости из подводящего факельного газопровода. В качестве сепаратора факельного принят к установке аппарат:

- тип: ФС-1000-2-Т-И;
- производительность, м³/ч: 41667;
- объем, м³: 4;
- рабочее давление, МПа: 0,05;
- расчетное давление, МПа: 0,6;
- температура рабочей среды, °С: плюс 5 - плюс 30;
- температура стенки: не ниже минус 60 °С;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: ХЛ;
- срок службы, не менее, лет: 20.

11) Емкость дренажная (К-1, К-2) (сбора конденсата).

Емкость дренажная (сбора конденсата) предназначена для сбора нефтесодержащей жидкости, выделившегося в факельном сепараторе. В качестве емкости дренажной (сбора конденсата) принята емкость подземная, горизонтальная типа ЕП 8-2000-1-3:

- объем – 8 м³;
- диаметр – 2000 мм;
- количество – 1 шт.;
- срок службы, не менее – 20 лет;
- материал 09Г2С

Взам. инв. №		11) Емкость дренажная (К-1, К-2) (сбора конденсата).							
		Емкость дренажная (сбора конденсата) предназначена для сбора нефтесодержащей жидкости, выделившегося в факельном сепараторе. В качестве емкости дренажной (сбора конденсата) принята емкость подземная, горизонтальная типа ЕП 8-2000-1-3: <ul style="list-style-type: none">– объем – 8 м³;– диаметр – 2000 мм;– количество – 1 шт.;– срок службы, не менее – 20 лет;– материал 09Г2С							
Подп. и дата									
Инв. № подл.	1023106								
								17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
									48
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

– климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – ХЛ.

Для откачки жидкости из емкости дренажной К-1, К-2 применен агрегат электронасосный полупогружной Н-4/2, Н-4/3 марки НВ-Мт-Е-50/80-3,0-А-УХЛ2 с электродвигателем ВА180М2 исполнения 1ExdIIBT4:

- производительность насоса - 50 м³/час;
- напор – 80 м;
- мощность двигателя – 30,0 кВт.

При пониженных температурах разогрев продукта в емкости дренажной (сбора конденсата) осуществляется от передвижных средств.

12) Емкости дренажные (Е-1, 2, ЕУ-1, Е-4, Е-5, Е-7).

Емкости дренажные Е-1, Е-2 предназначены для слива жидкости из технологических емкостей, аппаратов, трубопроводов.

Емкость дренажная ЕУ-1 предназначена для слива жидкости из блока насосных агрегатов, СИКНС и фильтров расположенных в нефтенасосной поз.2.16.

Емкость дренажная Е-4 предназначена для сбора дренажа из стояка налива и емкости накопительной ЕН-3 площадки налива нефти.

Емкость дренажная Е-5 предназначена для сбора производственно-дождевых и производственных стоков и откачку на очистные сооружения ДНС с УПСВ.

Емкость дренажная Е-6 предназначена для приема нефтесодержащей жидкости из специализированного автомобильного транспорта, оборудована контуром и системой заземления автоцистерн.

Емкость дренажная	ЕУ-1	Е-4, Е-7	Е-5	Е-1, 2
- объем, м ³	16,0	25,0	40,0	40,0
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	ХЛ			
условный диаметр обечайки, мм:	2000	2400	2400	2400
- материал:	сталь 09Г2С;			
- срок службы, не менее, лет:	20			

Характеристика погружного насоса НВ-Мт-Е-50/80:

- производительность, м ³ /ч:	50;	50	50
- создаваемый напор, м:	80;	80	80
- высота погружной части насоса, м:	3,0;	4,0	3,7
- тип привода:	ВА180М2;	ВА200М2	ВА200М2
- мощность привода, кВт:	30,0;	37,0	37,0
- напряжение, В:	380		

Емкости Е-1, Е-2, Е-7 ЕУ-1 оборудованы общей газоуравнивающей системой заведенные на продувочную свечу высотой h=3 м, оснащенную огнепреградителем.

Емкости дренажные Е-4, Е-5 оборудована свечой рассеивания диаметром DN100 мм, высотой h=3 м с огнепреградителем.

Емкость дренажная Е-10 подземная предусмотрена в третьем материальном. Общая толщина покрытия должна быть не менее 8,0 мм. Изоляционные работы

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.	1023106						Лист
						17342-ТР1.1.ТЧ					49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

должны быть выполнены в соответствии с требованиями п.п.8.135 – 8.149 СП 42-102-2004.

Емкости подземные приняты в третьем материальном исполнении, с наружной антикоррозионной изоляцией весьма усиленного типа, выполненной в заводских условиях, согласно «Альбом типовых емкостей дренажных подземных горизонтальных с наружной антикоррозионной изоляцией (для нефтепромысловых объектов и объектов производственного назначения, за исключением кустов скважин)». Копия альбома представлена в Приложении В.

13) Насосная перекачки нефти.

Агрегаты электронасосные центробежные НН-1/1...НН-1/4 типа ЦНСАнт 60х396 с торцевым уплотнением и дополнительным щелевым уплотнением с частотным приводом электродвигателя предназначены для перекачки нефти в трубопровод внешнего транспорта, с возможностью внутренней перекачки нефти и технологических нужд. Насосы установленные в корпусе станции насосной перекачки нефти поз.2.16.

Тип насоса - ЦНСАн 60х396 (4 шт.):

- производительность, м ³ /ч:	60;
- номинальный напор, м:	396;
- количество насосов, шт.:	4;
- мощность привода, кВт:	160;
- напряжение, В:	380

Тип насоса - ЦНСАн 105х392 (4 шт.):

- производительность, м ³ /ч:	105;
- номинальный напор, м:	392;
- количество насосов, шт.:	3;
- мощность привода, кВт:	250;
- напряжение, В:	380

Тип насоса - ЦНСАн 180х425 (4 шт.):

- производительность, м ³ /ч:	180;
- номинальный напор, м:	425;
- количество насосов, шт.:	4
- мощность привода, кВт:	400;
- напряжение, В:	6000

Агрегат электронасосный центробежный НН-2/1 типа ЦНСАнт 60х132 с торцевым уплотнением и дополнительным щелевым уплотнением с частотным приводом электродвигателя предназначен для перекачки нефти и воды (подрезки нефтяной пленка в резервуарах РО-1,2), с возможностью внутренней перекачки нефти для технологических нужд.

Тип насоса - ЦНСАн 60х132 (1 шт.):

- производительность, м ³ /ч:	60;
- номинальный напор, м:	132;
- количество насосов, шт.:	1;

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ				50

- мощность привода, кВт: 55;
 - напряжение, В: 380
 Агрегаты электронасосные винтовые НН-3/1...НН-3/3 типа А8 2ВВ140/63 с торцевым уплотнением и дополнительным щелевым уплотнением с частотным приводом электродвигателя предназначены для перекачки нефти в трубопровод внешнего транспорта.

Тип насоса - А8 2ВВ140/63 (3 шт.):

- производительность, м³/ч: 140;
 - номинальный напор, м: 63;
 - количество насосов, шт.: 3;
 - мощность привода, кВт: 250;
 - напряжение, В: 380

Агрегаты электронасосные двухстороннего входа ВН-1/1...ВН-1/2 типа Д160х112а-т с торцевым уплотнением и дополнительным щелевым уплотнением с частотным приводом электродвигателя предназначены для очищенной воды из резервуаров очистных сооружений РО-1, 2 на вход куста водозаборных скважин 1В3 или на вход кустовой насосной станции.

Тип насоса - Д160х112а-т (2 шт.):

- производительность, м³/ч: 150;
 - номинальный напор, м: 100;
 - количество насосов, шт.: 2;
 - мощность привода, кВт: 75;
 - напряжение, В: 380

С возможностью замены на:

Тип насоса - 1Д500х63а-т (2 шт.):

- производительность, м³/ч: 500;
 - номинальный напор, м: 63;
 - количество насосов, шт.: 2;
 - мощность привода, кВт: 132;
 - напряжение, В: 380

Для монтажа и демонтажа насосов, электродвигателей, арматуры и деталей трубопроводов в корпусе станции насосной перекачки смонтирована кран балка механическая взрывозащищенного исполнения грузоподъемностью 5 тонн.

14) Узел учета нефти.

Система измерения количества нефти сырой (далее СИКНС) предназначена для измерения количества перекачиваемой нефти с ДНС Туканского нефтяного месторождения. СИКНС представляет собой 2 каркасных технологических блока размещенных внутри корпуса станции насосной перекачки нефти поз.2.16.

В состав СИКНС входят:

- блок измерительных линий (БИЛ), расположенный в блок - боксе;
- блок измерений параметров качества нефти (БИК), расположенный в блок-боксе;
- система сбора и обработки информации (СОИ);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №				

- производительность по нефти – до 540 т/ч (694 м³/ч);
- давление расчетное – до 6,3 МПа;
- потери давления (в рабочем режиме) – не более 0,2 МПа;
- потери давления (в режиме КМХ) – не более 0,4 МПа;
- режим работы – непрерывный;
- проектный срок службы – 20 лет;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – ХЛ.

Копия технических требований на поставку операторной приведена в Приложении А.

15) Узел запуска средств очистки и диагностики.

Камера запуска средств внутритрубной очистки и диагностики предназначены для запуска скребков, дефектоскопов и других поточных устройств в процессе предпусковой диагностики и эксплуатации трубопровода.

Характеристика камеры запуска средств внутритрубной очистки и диагностики:

Номинальный проход патрубков	(200) 300
(подвода)отвода продуктов, мм	
Длина (габаритная), мм	8 600
Объем (ориентировочный), м	0,9
Диаметр камеры, мм	377
Расчетное давление, МПа	8,0
Климатическое исполнение по	
ГОСТ 15150-69	ХЛ1
Срок службы, лет	30

16) Фильтр грязеуловитель.

Фильтр грязеуловитель предназначен для улавливания асфальтеносмолистых отложений и механических примесей в нефти перед трехфазными аппаратами.

Характеристика фильтра грязеуловителя (габаритные размеры могут отличаться в зависимости от завода изготовителя):

Максимальный расход газожидкостной смеси, м³/ч	500
Номинальный проход патрубков	300
подвода/отвода продуктов, мм	
Объем фильтра (ориентировочный), м³	1,4
Длина (габаритная), мм	4 058
Диаметр, мм	700
Расчетное давление, МПа	1,6
Климатическое исполнение по	
ГОСТ 15150-69	ХЛ1
Срок службы, лет	20

17) Здание операторной.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Операторная, расположена в каркасном, блочно-модульном одноэтажном здании полной заводской готовности и предназначена для организации технологического режима ДНС с УПСВ и обогрева персонала.

В здании операторной предусмотрены следующие помещения:

- тамбур;
- коридор;
- служебное помещение;
- комната отдыха;
- санузел;
- подсобное помещение и др. в соответствии с описанием.

Технологическими решениями предусмотрено оснащение помещений мебелью в соответствии с назначением.

Копия технических требований на поставку операторной приведена в Приложении Б. Здание операторной ДНС с УПСВ (поз.2.1) полнокомплектное заводского изготовления относится к категории «Д» согласно СП 12.13130.2009.

18) Емкость накопительная.

Емкость нефтяная горизонтальная (поз.2.57) ЕН цилиндрическая для газовых и жидких сред с внутренним антикоррозионным покрытием оборудование повторного применения, в наличии у Заказчика.

- объем аппарата, м3:	50
- объем заполнения аппарата, м3:	35
- диаметр аппарата, мм:	2400
- расчетное давление, МПа:	1,0;
- исполнение по материалам:	3;
- срок службы, не менее, лет:	20;

19) Стояк налива в автоцистерны.

Для заправки автоцистерн подготовленной нефтью на площадке налива нефти поз.2.55 предусмотрена установка налива нефтепродуктов (поз.2.55.1) DN100 мм (повторного применения, в наличии у Заказчика). Наливная эстакада состоит из одного стояка для заправки автомашин, комплектуется электроприводным отсечным клапаном, расположенным на приеме жидкости.

Климатическое исполнение стояка налива в автоцистерны принято согласно ГОСТ15150-69 – ХЛ1. Эксплуатация и техническое обслуживание стояка налива в автоцистерны должно производиться в соответствии с требованиями ФНиП от 15.12.2020 г. №534.

5.3.6 Мероприятия по предупреждению осложнений при подготовке нефти

5.3.6.1 Защита от коррозии (изоляция трубопроводов)

Для защиты от коррозии трубопроводов в проектной документации предусмотрены следующие мероприятия:

Надземные участки трубопроводов, арматура и соединительные детали трубопроводов на наружных площадках согласно ГОСТ Р 51164-98 покрываются антикоррозионной изоляцией:

- грунтовка в один слой 80 мкм;

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.	1023106							
						Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
												53
17342-TP1.1.ТЧ												

- эмаль в один слой 60 мкм.

Надземные участки трубопроводов, арматура и соединительные детали трубопроводов внутри зданий согласно ГОСТ Р 51164-98 покрываются антикоррозионной изоляцией:

- грунтовкой в два слоя по 20 мкм;
- эмалью в два слоя по 20 мкм.

Цвет эмали выбирается в соответствии с опознавательной окраской по ГОСТ 14202-69.

Для защиты подземных трубопроводов технологических от почвенной коррозии тип и конструкция изоляционного покрытия принимается согласно таблице 1, ГОСТ Р 51164-98 – защитное покрытие усиленного типа, конструкция №9:

- грунтовка в один слой;
- изоляция - лента полимерная, липкая в один слой (толщиной не менее 0,6 мм);
- защитная обертка – пленка оберточная в один слой (толщиной не менее 0,6 мм).

Для защиты нефтегазопроводов в пределах границ площадки кустовой и трубопроводов выкидных от скважины эксплуатационной (добывающей) до установки измерительной (блока технологического) от почвенной коррозии тип и конструкция изоляционного покрытия принимается согласно таблице 1 ГОСТ Р 51164-98, защитное покрытие усиленного типа - конструкция №2 (возможна замена на тип 7):

- трубы с наружным двухслойным полимерным покрытием и внутренним антикоррозионным покрытием на основе эпоксидного материала по ТУ 1390-001-59779622-2015 производства ПАО «Сургутнефтегаз» или стороннего производства согласно утвержденным техническим требованиям на трубную продукцию с внутренним и наружным покрытием для строительства трубопроводов ОАО «Сургутнефтегаз». Общая толщина наружного защитного покрытия составляет 2,0 мм, внутреннего защитного покрытия – не менее 350 мкм.

- в качестве внутреннего покрытия трубопроводов предусматривается применение антикоррозионного покрытия из слоя жидкого праймера и слоя порошкового лакокрасочного материала (краски).

Соединительные детали запроектированы с внутренним изоляционным покрытием.

Для защиты монтажных стыков труб с внутренним антикоррозионным покрытием сварные стыки внутри трубопроводов изолировать (одним из вариантов):

1. вставными втулками для защиты сварного соединения труб согласно НД-667.000 ТУ от ЦБПО ЭПУ ПАО «Сургутнефтегаз» (или аналогичной конструкции) или сторонних поставщиков согласно «Техническим требованиям на трубную продукцию с внутренним и наружным покрытием для строительства трубопроводов ПАО «Сургутнефтегаз». Втулка стальная центрирующая должна быть изготовлена с внутренним полимерным покрытием аналогичным покрытию трубы, с резиновыми уплотняющими манжетами, прокладкой асбестовой и уплотнительным кольцом.

Допускается иной вид защиты, допущенный к применению ПАО «Сургутнефтегаз»

Сварные стыки снаружи трубопровода в подземной части изолируются термоусаживающими манжетами.

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	1. Вставными втулками для защиты сварного соединения труб согласно НД-667.000 ТУ от ЦБПО ЭПУ ПАО «Сургутнефтегаз» (или аналогичной конструкции) или сторонних поставщиков согласно «Техническим требованиям на трубную продукцию с внутренним и наружным покрытием для строительства трубопроводов ПАО «Сургутнефтегаз». Втулка стальная центрирующая должна быть изготовлена с внутренним полимерным покрытием аналогичным покрытию трубы, с резиновыми уплотняющими манжетами, прокладкой асбестовой и уплотнительным кольцом. Допускается иной вид защиты, допущенный к применению ПАО «Сургутнефтегаз» Сварные стыки снаружи трубопровода в подземной части изолируются термоусаживающими манжетами.					
				17342-TP1.1.TЧ					
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Лист
54

Соединительные детали подземных участков трубопроводов и сварные стыки труб с деталями трубопроводов изолируются снаружи лентой термоусаживающейся. Для замыкания в «кольцо» ленты термоусаживающейся предусмотрена лента замка.

Для защиты подземных водоводов высоконапорных и водоводов нагнетательных от почвенной коррозии тип и конструкция изоляционного покрытия принимается согласно таблице 1 ГОСТ Р 51164-98, защитное покрытие усиленного типа – конструкция №2 или конструкция №7:

- трубы с наружным двухслойным полимерным покрытием либо комбинированным покрытием на основе полимерной ленты и экструдированного полиолефина.

Толщина изоляционного покрытия согласно таблице 1 ГОСТ Р 51164-98 составляет:

- конструкции №2 – 2,0 мм;
- конструкция №7 – 2,2 мм.

Соединительные детали трубопроводов в базовых условиях изолируются лентой термоусаживающейся.

Для замыкания в «кольцо» ленты термоусаживающейся предусмотрена замковая лента.

Сварные стыки снаружи трубопровода в подземной части изолируются термоусаживающимися манжетами.

Для защиты подземных трубопроводов технологических от почвенной коррозии тип и конструкция изоляционного покрытия принимается согласно таблице 1, ГОСТ Р 51164-98 – защитное покрытие усиленного типа, конструкция №9:

- грунтовка в один слой;
- изоляция - лента полимерная, липкая в один слой (толщиной не менее 0,6 мм);
- защитная обертка – пленка оберточная в один слой (толщиной не менее 0,6 мм).

Для защиты футляров от почвенной коррозии тип и конструкцию изоляционного покрытия принять согласно таблице 1 ГОСТ Р 51164-98 - защитное покрытие усиленного типа ленточное полимерное, конструкция №15:

- грунтовка в один слой;
- изоляция-лента полимерная, липкая в два слоя;
- защитная обертка-пленка оберточная в один слой.

При изменении условий прокладки от надземной к подземной предусмотрено перекрытие защитных покрытий внахлест не менее 0,5 м.

Возможно применение антикоррозионного покрытия для трубопроводов и деталей в соответствии с п.10.9 ГОСТ 32569-2013 «Межгосударственный стандарт. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и другими национальными стандартами и техническими условиями иной тип и конструкцию изоляционного покрытия, качество которого не ниже установленного ГОСТ Р 51164-98 «Государственный стандарт. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» при условии обеспечения надежной работы в течение расчетного срока службы с учетом заданных условий эксплуатации.

5.3.6.2 Изоляция трубопроводов, арматуры и оборудования

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	17342-TP1.1.TЧ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					55

Для сохранения температуры транспортируемого продукта предусмотрена тепловая изоляция трубопроводов нефти, газопровода технологического (на внешний транспорт), газопровода аварийного сброса (на факел), трубопровода ингибитора (коррозии). Технологические надземные трубопроводы, соединительные детали, арматуру и фланцевые соединения теплоизолировать матами минераловатными согласно техническим требованиям на маты из минеральной ваты, прошивные теплоизоляционные на синтетическом связующем, применяемые в ОАО «Сургутнефтегаз», утвержденным первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» А.С.Нуряевым от 13.06.2017 г.

Толщина теплоизоляционного слоя для трубопроводов:

- до DN 50 мм включительно – 40 мм;
- для DN 50мм...200 мм – толщиной 60 мм;
- для DN 250, 300, 400 мм – 70 мм.

Толщину теплоизоляционного слоя арматуры принять равной толщине изоляции трубопровода. Тепловую изоляцию трубопроводов выполнить согласно СП 61.13330.2012.

Допускается применять съемные теплоизоляционные кожухи, изготавливаемые силами СМУ №7 СМТ-1, в соответствии с протоколом производственного совещания №01-57-09-06-11 от 12.10.2017 п.1.1, утвержденного А.Н.Булановым и прилагаемым к протоколу перечнем запорно-регулирующей арматуры.

При изготовлении съемной теплоизоляции для СППК, запорной и регулирующей арматуры, шаровых кранов, вентилей и других устройств должны выполняться требования, указанные в «Технические требования на проектирование и применение съемной теплоизоляции для технологических объектов подготовки, перекачки нефти, подтоварной воды и попутного нефтяного газа НГДУ «Сургутнефть» утвержденных главным инженером НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» Л.А.Шарко.

До нанесения тепловой изоляции трубопроводы покрываются эмалью в два слоя по слою грунтовки в один слой.

В качестве покровного слоя теплоизоляции для трубопроводов и арматуры диаметром до DN50 мм включительно использовать ленту алюминиевую АД1.М 0,8х40мм, толщиной 0,3мм ГОСТ 13726-97* разрезанную пополам. Для остальных трубопроводов применить лист алюминиевый АД1.Н ГОСТ 21631-76* толщиной 0,5мм, либо алюминиевая лента марки АД1.М ГОСТ 13726-97* шириной 1200мм. Покровный слой крепить самонарезающими винтами.

Перед применением грунтовку разбавить до рабочей вязкости сольвентом нефтяным ГОСТ 10214-78.

Для предотвращения гидратных пробок, выпадения конденсата и застывания надземная часть следующих трубопроводов запроектирована в теплоизоляции с электрообогревом:

- газопровод технологический (с I ступени сепарации в газосепаратор);
- газопровод аварийного сброса (с предохранительных клапанов);
- газопровод аварийного сброса (на факел до обваловки),
- газопровод технологический (на дежурные горелки, продувку факела),
- газопровод технологический (газоуравнивательная линия подземных емкостей),
- газопровод технологический (с установки подготовки топливного газа),
- газопровод технологический (с сепараторов-буферов),
- газопровод технологический (на собственные нужды),

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	Для предотвращения гидратных пробок, выпадения конденсата и застывания надземная часть следующих трубопроводов запроектирована в теплоизоляции с электрообогревом:						
				<div><div><div>– газопровод технологический (с I ступени сепарации в газосепаратор);</div><div>– газопровод аварийного сброса (с предохранительных клапанов);</div><div>– газопровод аварийного сброса (на факел до обваловки),</div><div>– газопровод технологический (на дежурные горелки, продувку факела),</div><div>– газопровод технологический (газоуравнивательная линия подземных емкостей),</div><div>– газопровод технологический (с установки подготовки топливного газа),</div><div>– газопровод технологический (с сепараторов-буферов),</div><div>– газопровод технологический (на собственные нужды),</div></div></div>						
								17342-TP1.1.TЧ		Лист
										56
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- газопровод технологический (от HEATER-TREATER),
- газопровод технологический (от HEATER-TREATER на факел),
- нефтепровод технологический (откачка из дренажной емкости),
- трубопровод подачи реагента (деэмульгатора),
- нефтепровод технологический (на приготовление раствора деэмульгатора),
- наземная часть трубопроводов дренажа, углеводородного конденсата, патрубки резервуара хранения нефти.

Проектной документацией предусмотрен электрообогрев следующего оборудования:

- газосепараторов Г-1 (обогрев нижней части аппарата);
- факельного сепаратора СФ-1/1, СФ-1/2 (электрообогрев нижней части аппарата).

Трубопроводы, соединительные детали, фланцевые соединения и арматура с электрообогревом и без электрообогрева матами минераловатными согласно техническим требованиям на маты из минеральной ваты, прошивные теплоизоляционные на синтетическом связующем. Толщина теплоизоляционного слоя для трубопроводов: до DN 50 мм включительно - 40 мм, DN 80...200 мм - 60 мм, DN 250, 300, 400 мм - 70 мм.

При применении электрообогрева до наложения нагревателя на поверхность трубопроводов наносится термостойкая краска в два слоя.

Теплоизоляционный материал крепить бандажами из алюминиевой ленты марки АД1.М 0,8х20 мм ГОСТ 13726-97* (толщиной – 0,8 мм), пряжками бандажными типа 1-А по ТУ 36.16.22-64-92 или проволокой термически обработанной 1,6 ст.ЗПС.

Для контроля температуры электрообогрева трубопроводов в теплоизоляции предусмотрены окна для установки датчиков температуры с нанесением обозначения на кожухе технологической позиции датчика.

В качестве покровного слоя от узла переключений до ограждения ДНС с УПСВ проектом предусмотрена сталь тонколистовая оцинкованная нормальной точности прокатки Б с необрезной кромкой под покраску с непрерывных линий по ГОСТ 14918-80 толщиной 0,5 мм. Протяженность трубопроводов от узла переключений до ограждения ДНС: DN 300 мм – 282м, DN 400 мм – 288 м.

Надземные участки трубопроводов без теплоизоляции покрыть эмалью атмосферостойкой в два слоя по грунтовке в один слой. Цвет эмали в соответствии с опознавательной окраской по ГОСТ 14202-69.

Для защиты от почвенной коррозии наружную поверхность подземных трубопроводов и футляров покрыть антикоррозионной изоляцией. Тип и конструкция защитного покрытия номер 9, согласно таблице 1 ГОСТ Р 51164-98:

- грунтовка полимерная в один слой;
- лента изоляционная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм в один слой;
- защитный слой на основе полимерной обертки липкой толщиной не менее 0,6 мм в один слой.

При изменении условий прокладки от надземной к подземной предусмотреть перекрытие защитных покрытий внахлест не менее 0,5 м.

В процессе строительства подземных трубопроводов допускается замена изоляционного покрытия усиленного типа на другие аналогичные покрытия с качеством не ниже чем у исходного покрытия.

Подземные емкости поставляются в антикоррозионной изоляцией усиленного типа на основе полимерных липких лент, нанесенных в заводских условиях.

Изм. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
				17342-TP1.1.TЧ							59
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Изоляционные работы выполнить в соответствии с требованиями п.п.8.135...8.149 СП 42-102-2004.

Надземная часть удлинителей горловин и патрубков подземных емкостей покрываются эмалью в два слоя, по грунтовке в один слой. Цвет эмали в соответствии с опознавательной окраской по ГОСТ 14202-69.

Аппараты С-1/1,2; Г-1, СФ-1/1, СФ-1/2, ЕН-3 изолируются матами минераловатными согласно техническим требованиям на маты из минеральной ваты, прошивные теплоизоляционные на синтетическом связующем. Покровный слой – алюминиевый лист марки АД1.Н ГОСТ 21631-76*, либо алюминиевая лента марки АД1.М ГОСТ 13726-97* шириной 1200мм, толщиной 1мм – для аппаратов С-1/1,2; Г-1; 0,5мм – для аппаратов СФ-1/1, СФ-1/2.

Аппараты С-1/1,2, С-2/1,2 выполнены с внутренним антикоррозионным покрытием.

Для подвода пластовой воды и отвода очищенной пластовой воды (самотечной, для отвода уловленной нефти и дренажа из резервуаров и от площадок предусмотрены трубопроводы диаметром DN-300мм из стальной трубы по ТУ 14-1-5433-2005.

Трубопроводы пластовой воды и очищенной пластовой воды (самотечный) до опуска в землю проложить надземно на низких опорах в теплоизоляции и частично в земле в усиленной антикоррозионной изоляции по ГОСТ 9.602-2016.

5.3.7 Трубопроводы технологические

Согласно письма №60-02-01-3423 от 06.10.2022 согласован следующий перечень трубопроводов, строительство которых необходимо предусмотреть из труб с внутренним антикоррозионным покрытием:

- нефтегазопровод на ДНС (от линейных задвижек на УДР до входных фланцев в сепараторы С-1/1,2);
- нефтепровод технологический (от выходных фланцев сепараторов С-1/1,2 до входных фланцев фильтров-грязеуловителей Ф-11,12, обвязка Ф-11, 12, нефтепровод от выходных фланцев Ф-11,12 до входных фланцев УПСВ);
- трубопровод пластовой воды (от УПСВ, УПН до резервуаров очищенных стоков РО-1,2);
- трубопровод пластовой воды (от резервуаров очищенных стоков РО-1,2 до насосов ВН-1/1,2);
- трубопровод пластовой воды (от насосов ВН-1/1,2 до КНС (шурф)).

Проектный срок службы трубопроводов с внутренним покрытием должен быть не менее 25 лет, согласно техническим требованиям на трубную продукцию с внутренним и наружным покрытием для строительства трубопроводов ПАО «Сургутнефтегаз».

5.3.8 Назначение трубопроводов

К трубопроводам технологическим на проектируемой площадке ДНС С УПСВ относятся:

- нефтегазопровод Н10 (на ДНС, с внутренним антикоррозионным покрытием), нефтегазопровод Н102 (камера пуска – т.вр.);
- нефтепровод технологический (после сепараторов I, II ступеней);

Взам. инв. №		не менее 25 лет, согласно техническим требованиям на трубную продукцию с внутренним и наружным покрытием для строительства трубопроводов ПАО «Сургутнефтегаз».							
		5.3.8 Назначение трубопроводов							
Подп. и дата		К трубопроводам технологическим на проектируемой площадке ДНС С УПСВ относятся:							
		<ul style="list-style-type: none">– нефтегазопровод Н10 (на ДНС, с внутренним антикоррозионным покрытием), нефтегазопровод Н102 (камера пуска – т.вр.);– нефтепровод технологический (после сепараторов I, II ступеней);							
Инв. № подл.	1023106							17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				58

- нефтепровод технологический (на площадку фильтров-грязеуловителей), нефтепровод технологический (от площадки фильтров-грязеуловителей);
- нефтепровод технологический Н5 (Н11, Н12, Н19), нефтепровод технологический Н17 (из резервуара на прием насосов), нефтепровод технологический Н16 (в резервуар);
- нефтепровод технологический Н61 (обводненной нефти с I ступени сепарации), нефтепровод технологический Н63 (на УПСВ), нефтепровод технологический Н64 (с УПСВ в буферные емкости), нефтепровод технологический Н65 (с насосов внешней перекачки на узел учета нефти);
- нефтепровод технологический Н69 (на приготовление раствора деэмульгатора), нефтепровод технологический Н74 (на линию качества), нефтепровод технологический Н77 (от линии качества), нефтепровод технологический Н78 (линия рециркуляции), нефтепровод технологический Н79 (на стояк налива нефтепродуктов), нефтепровод технологический Н80 (линия рециркуляции);
- трубопровод реагента Р1 (подачи реагента) и трубопровод подачи реагента Р3 (в напорный нефтепровод);
- трубопровод дренажа Д (К6), трубопровод дренажа Д1 (открытый);
- трубопровод нефтесодержащей жидкости КГ1 (КГ6, КГ8);
- трубопровод пластовой воды К14 (трубопровод перетока К16);
- водовод низконапорный НПВ-КНС К15 (самотечный и напорный К15Н);
- газопровод технологический Г7 (на собственные нужды), Г11 (на внешний транспорт), Г12 (с I ступени сепарации), Г18 (с УПТГ), Г36 (на свечу рассеивания), Г40 (на компрессорную станцию), Г44 (на продувку), Г49 (газоуравнительная линия), Г51 (от Хитер-Тритер), Г71 (на дежурные горелки);
- газопровод аварийного сброса Г16 (с предохранительных клапанов), Г30 (на факел низкого давления), Г31 (на факел высокого давления), Г52 (от Хитер-Тритер на факел);
- трубопроводы блока управления Хитер-Тритер УПСВ и УПН.

Нефтегазопровод (на ДНС) предназначен для подачи водогазонефтяной жидкости на вход ДНС. Для нефтегазопровода применены труба 426х8 мм, 325х8 мм и 273х7 мм. Для дренажа из нефтегазопровода применена труба 57х6 мм, 32х3 мм.

Нефтепроводы технологические предназначены для подключения проектируемого оборудования между проектируемыми площадками производственными. Для нефтепроводов технологических применены труба 426х8 мм, 325х8 мм, 273х7 мм, 219х6 мм, 159х6 мм и 114х6 мм. Для дренажа из нефтепровода технологического применена труба 57х6 мм, 32х3 мм и 25х3 мм.

Газопроводы аварийного сброса Г16 (с предохранительных клапанов), Г30 (на факел низкого давления), Г31 (на факел высокого давления), Г52 (от Хитер-Тритер на факел) предназначены для подключения проектируемого оборудования от проектируемых площадок производственных в факельные коллекторы низкого и высокого давления. Для газопроводов аварийного сброса газа применены трубы 273х7 мм, 219х6 мм, 159х6 мм и 114х6 мм.

Газопровод технологический Г7 (на собственные нужды), Г11 (на внешний транспорт), Г12 (с I ступени сепарации), Г18 (с УПТГ), Г36 (на свечу рассеивания), Г40 (на компрессорную станцию), Г44 (на продувку), Г49 (газоуравнительная линия), Г51 (от Хитер-Тритер), Г71 (на дежурные горелки) предназначен для подключения проектируемого оборудования между проектируемыми площадками производственными. Для газопроводов технологических применена труба 273х7мм, 219х6 мм, 159х6 мм, 114х6 мм, 89х6мм и 57х6 мм. Для дренажа из газопровода технологического применена труба 57х6мм, 32х3мм и 25х3 мм.

Трубопровод пластовой воды К14 (трубопровод перетока К16), водовод низконапорный НПВ-КНС К15 (самотечный и напорный К15Н) предназначен для

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	проектируемых площадок производственных в факельные коллекторы низкого и высокого давления. Для газопроводов аварийного сброса газа применены трубы 273х7 мм, 219х6 мм, 159х6 мм и 114х6 мм.								
				Газопровод технологический Г7 (на собственные нужды), Г11 (на внешний транспорт), Г12 (с I ступени сепарации), Г18 (с УПТГ), Г36 (на свечу рассеивания), Г40 (на компрессорную станцию), Г44 (на продувку), Г49 (газоуравнивательная линия), Г51 (от Хитер-Тритер), Г71 (на дежурные горелки) предназначен для подключения проектируемого оборудования между проектируемыми площадками производственными. Для газопроводов технологических применена труба 273х7мм, 219х6 мм, 159х6 мм, 114х6 мм, 89х6мм и 57х6 мм. Для дренажа из газопровода технологического применена труба 57х6мм, 32х3мм и 25х3 мм.								
				Трубопровод пластовой воды К14 (трубопровод перетока К16), водовод низконапорный НПВ-КНС К15 (самотечный и напорный К15Н) предназначен для								
						17342-ТР1.1.ТЧ						Лист
												59
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

подключения проектируемых аппаратов «Хитер-Тритер» к очистным сооружениям, резервуаров очистных сооружений к проектируемым насосам пластовой воды и насосов пластовой воды до источников утилизации пластовой воды. Для трубопровода пластовой воды применены трубы 325х8 мм, 159х6 мм с внутренним антикоррозионным покрытием. Для дренажа из трубопроводов пластовой воды применена труба 57х6мм, 32х3мм и 25х3 мм.

Трубопроводы дренажа предназначен для дренажа от установленного технологического оборудования. Для трубопровода применены трубы 32х3 мм, 57х6 мм, 89х6 мм, 114х6 мм, 159х6 мм и 219х6 мм.

Трубопровод реагента Р1 (подачи реагента) и трубопровод реагента Р3 (подачи ингибитора коррозии) служит для подачи реагента по трубопроводу при подключении БДР. Для трубопровода применена труба 32х3 мм и 57х6 мм.

Для свечи рассеивания (воздушник) в обвязке на емкости дренажной принята труба 114х6мм и 57х6 мм.

Потребное количество труб представлено в Приложении Ж.

Для трубопроводов:

- для нефтегазопровода Н10 применена труба стальная с внутренним антикоррозионным покрытием;
- для трубопровод пластовой воды и водовод низконапорный НПВ-КНС применена труба стальная с внутренним антикоррозионным покрытием;
- для остальных трубопроводов применены трубы стальные без покрытия.

Все технологические трубопроводы и соединительные детали в проектной документации выбраны по физико-механическим характеристикам приведенным в Таблица 17 и соответствуют требованиям Таблица 18.

Для строительства трубопроводов как с антикоррозионным покрытием внутренней поверхности труб и соединительных деталей от коррозионного воздействия перекачиваемого продукта, так и без такого покрытия, применяются трубы и соединительные детали из стали с физико-механическими характеристиками, приведенными в Таблица 17, с качеством не ниже установленного в приложении «А» ГОСТ 32569-2013 «Межгосударственный стандарт. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах». При этом трубы будут применяться только в случае, если их применение предусмотрено другими национальными стандартами и техническими условиями, или заключениями специализированных научных организаций при условии обеспечения надежной работы в течение расчетного срока службы с учетом заданных условий эксплуатации, состава и характера среды и влияния температуры окружающего воздуха.

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>расчетной и фактической разности между фактически установленными условиями эксплуатации, состава и характера среды и влияния температуры окружающего воздуха.</p>					
							17342-ТР1.1.ТЧ		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	60			

Таблица 17 – Физико-механические характеристики труб

Номинальная толщина стенки труб, мм	Временное сопротивление $G_{вр}$, Н/мм ² , не менее	Предел текучести $G_{тек}$, Н/мм ² , не менее	Относительное удлинение δ %, не менее	Ударная вязкость, КСЧ ^{-60°C} Дж/см ² , не менее	Ударная вязкость, КСЧ ^{-20 °C} Дж/см ² , не менее
1	2	3	4	5	6
От 4 до 10 включительно	510	338	20	34,3	24,5
От 10 до 25 включительно	510	338	20	39,2	29,4
Для труб по ГОСТ					
От 3 до 10 включительно	430	265	21	29	29

Примерный (не полный) перечень труб и соединительных деталей, физико-механические характеристики которых соответствуют требованиям установленными настоящей проектной документацией приведен в таблица 13а (справочное).

Таблица 18 (справочная) – Примерный (не полный) перечень труб и соединительных деталей, физико-механические характеристики которых соответствуют требованиям установленным настоящей проектной документацией

Диаметр и толщина стенки, мм	Нормативный документ	Марка стали, класс прочности
57х6, 89х6, 114х6, 159х6, 219х6, 273х8, 325х8, 426х6	ТУ 14-3Р-91-2004	20КТ К52, 13ХФА К52
114х6, 159х6, 219х6, 273х8, 325х8, 426х8	ТУ 14-1-5433-2005	20КСХ К52, 05ХГБ К52 Допускается только с внутренним покрытием 17Г1С-У К52, 09Г2С К52
273х7(8), 325х7(8), 426х6	ТУ 1319-007-00186654-2010	13ХФА К52
273х7(8), 325х7(8), 426х6	ТУ 1319-377-00186619-2015	Допускается только с внутренним покрытием 20 К52, 10Г2 К52
273х7(8), 325х7(8), 426х6	ТУ 14-3Р-135-2014	Допускается только с внутренним покрытием 20 К52,

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
1023106						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
						61

17342-ТР1.1.ТЧ

		10Г2 К52
273x7(8), 325x7(8), 426x6	ТУ 1803-007-25955489-2009	20КС К52, 20КСХ К52, 13ХФА К52, 05ХГБ К52 Допускается только с внутренним покрытием 17Г1С-У К52, 09Г2С К52
18x2,5, 25x3, 32x3, 38x3	ГОСТ 8734-75/ ГОСТ 8733-74 ГОСТ 8732-78/ ГОСТ 8731-74	09Г2С
Соединительные детали		
От DN 50 до DN 500	ТУ 14-1-5598-2011	20КТ К52, 13ХФА К52, 20КСХ К52
до DN 50	ГОСТ 17375-2001, ГОСТ 17376-2001, ГОСТ 17378-2001	09Г2С

Детали для трубопроводов применены стальные приварные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости.

Соединительные детали для трубопроводов с покрытием запроектированы с внутренним антикоррозионным покрытием.

Детали для трубопроводов по ГОСТ 8734-75/ ГОСТ 8733-74 применены стальные бесшовные из коррозионностойкой стали.

Трубы и фасонные детали трубопроводов обладают технологической свариваемостью, с характеристиками согласно разделу 7 ГОСТ 32569-2013.

В данной проектной документации основными взрыво - и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, являются: нефть, попутный нефтяной газ.

Транспортируемый с площадок кустовых продукт представляет собой газонефтяную смесь, состоящую из сырой нефти и попутного нефтяного газа. Согласно п.1529 таблицы 2.1 главы II СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» сырая нефть является вредным веществом, относится к 3 классу опасности - умеренно опасные вещества. Величина ПДК в воздухе рабочей зоны составляет до 10 мг/м³. Согласно таблице 5.1 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» – группа сред Б(а).

Попутный нефтяной газ согласно п.1.2 ГОСТ 12.1.007-76 относится к 4 классу опасности, величина ПДК в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м³. Согласно таблице 5.1 ГОСТ 32569-2013– группа сред Б(а).

Учитывая, что в составе транспортируемого продукта (смеси) отсутствуют нормируемые показатели смертельной дозы, наиболее опасным веществом по физико-химическим свойствам является сырая нефть.

В соответствии с п.5.6 ГОСТ 32569-2013 наиболее опасный по физико-химическим свойствам компонент входит в состав смеси в количестве ниже

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	1023106

						17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		62

смертельной дозы, соответственно для проектируемых нефтегазопроводов приняты: группа сред – Б(а), категория – I.

Согласно п.5.1 Таблицы 5.1 ГОСТ 32569-2013 следующие трубопроводы классифицируются к группе среды Б(а), Б(б) по транспортируемому веществу:

- нефтепровод технологический;
- газопровод технологический;
- нефтегазопровод (на ДНС с УПСВ);
- трубопровод реагента;
- трубопровод дренажа;
- газопроводы аварийного сброса.

Основные характеристики трубопроводов технологических приведены в Таблица 19. Основные характеристики приняты согласно п.5.1 Таблицы 5.1 ГОСТ 32569-2013.

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 63
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1023106		

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

Таблица 19 - Характеристика трубопроводов

Назначение трубопровода	Обозначение трубопровода	Класс вещ-ва по токсичным действиям	Тип вещества по взрыво и пожароопасности	Расчетные условия		Категория трубопроводов	Рабочие условия		Испытание					
				Трасч, °С	Ррасч. МПа		Т, °С	Рраб. МПа	На прочность		На плотность		На герметичность	
									Способ	Р, МПа	Способ	Р, МПа	Способ	Р, МПа
Нефтегазопровод (на ДНС с УПСВ)	Н10	3	ЛВЖ	+5...+35	1,6	II Б(а)	+5...+35	1,6	Гидр.	2,28	Гидр.	1,6	Пнев.	1,6
Газопровод технологический	Г11, Г12, Г13, Г15, Г40, Г49	4	ГГ	+5...+40	1,6	II Б(а)	+5...+40	1,6	Гидр.	2,28	Гидр.	1,6	Пнев.	1,6
Газопровод технологический	Г7, Г18, Г44, Г51, Г71	4	ГГ	+5...+40	1,0	II Б(а)	+5...+40	1,0	Гидр.	1,43	Гидр.	0,7	Пнев.	0,7
Газопровод аварийного сброса	Г30, Г31, Г16	4	ГГ	+5...+35	0,05	II Б(а)	+5...+35	0,05	Гидр.	0,2	Гидр.	0,05	Пнев.	0,05
Газопровод технологический	Г36	4	ГГ	+5...+35	0,05	II Б(а)	+5...+35	0,05	Гидр.	0,2	Гидр.	0,05	Пнев.	0,05
Нефтепровод технологический (после сепаратора в I ступени)	Н16, Н63, Н64, Н78, Н79, Н80	3	ЛВЖ	+5...+40	1,6	II Б(б)	+5...+40	1,6	Гидр.	2,28	Гидр.	1,6	Пнев.	1,6

17342-ТР1.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1023106		

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

17342-ТР1.1.ТУ

Назначение трубопровода	Обозначение трубопровода	Класс вещ-ва по токсичным действиям	Тип вещ-ва по взрыво и пожароопасности	Расчетные условия		Категория трубопроводов	Рабочие условия		Испытание					
				Трасч, °С	Ррасч. МПа		Т, °С	Рраб. МПа	На прочность		На плотность		На герметичность	
									Способ	Р, МПа	Способ	Р, МПа	Способ	Р, МПа
Нефтепровод технологический (на прием насосов)	H12, H17	3	ЛВЖ	+5...+40	1,0	III Б(б)	+5...+40	1,0	Гидр.	1,43	Гидр.	1,0	Пнев.	1,0
Нефтепровод технологический	H11, H19, H69, H74, H77	3	ЛВЖ	+5...+40	6,2	I Б(б)	+5...+40	6,2	Гидр.	8,87	Гидр.	6,2	Пнев.	6,2
Трубопровод реагента	P1, P31	3	ЛВЖ	+5...+40	6,3	I А(б)	+5...+40	6,3	Гидр.	9,01	Гидр.	6,3	Пнев.	6,3
Дренаж	Д, Д1, КГ1, КГ6, КГ8	4	ЛВЖ	+5...+30	0,1	II А(б)	+5...+30	0,1	Гидр.	0,2	Гидр.	0,1	Пнев.	0,1
Откачка из дренажных емкостей	H56	4	ЛВЖ	+5...+20	0,8	III Б(б)	+5...+20	0,8	Гидр.	1,14	Гидр.	0,8	Пнев.	0,8
Канализация производственная	K2, K3, K2K3	4	НГ	+5...+20	0,1	V В	+5...+20	0,1	Гидр.	0,2	Гидр.	0,1	Пнев.	0,1
Дренаж	K6	4	ЛВЖ	+5...+20	0,1	III Б(б)	+5...+20	0,1	Гидр.	0,2	Гидр.	0,1	Пнев.	0,1
Канализация	K2H, K3H, K2K3H	4	НГ	+5...+20	0,5	V В	+5...+20	0,5	Гидр.	0,75	Гидр.	0,5	Пнев.	0,5

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1023106		

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

17342-ТР1.1.ТЧ

Назначение трубопровода	Обозначение трубопровода	Класс вещ-ва по токсичным действиям	Тип вещества по взрыво и пожароопасности	Расчетные условия		Категория трубопроводов	Рабочие условия		Испытание					
				Трасч, °С	Ррасч. МПа		Т, °С	Рраб. МПа	На прочность		На плотность		На герметичность	
									Способ	Р, МПа	Способ	Р, МПа	Способ	Р, МПа
производственная напорная														
Трубопровод пластовой воды (от аппаратов УПСВ, УПН)	K14	4	НГ	+5...+30	0,7	V B	+5...+30	0,7	Гидр.	1,001	Гидр.	0,7	Пнев.	0,7
Пластовая вода самотечная	K15, K16	4	НГ	+5...+30	0,1	V B	+5...+30	0,1	Гидр.	0,2	Гидр.	0,1	Пнев.	0,1
Трубопровод пластовой воды (от насосной очищенных стоков)	K15H	4	НГ	+5...+30	1,0	V B	+5...+30	1,0	Гидр.	1,43	Гидр.	1,0	Пнев.	1,0
Трубопровод уловленной нефти	H5	3	ЛВЖ	+5...+30	0,1	III Б(а)/II А(б)	+5...+30	0,1	Гидр.	0,2	Гидр.	0,1	Пнев.	0,1

5.3.8.1 Испытание трубопроводов

После окончания монтажных и сварочных работ трубопроводы подвергаются испытанию на прочность и плотность, и при необходимости – дополнительным испытанием на герметичность с определением падения давления.

Испытание смонтированных трубопроводов выполняется в соответствии с требованиями раздела 13 ГОСТ 32569-2013.

Испытание на прочность и плотность проводится одновременно.

Испытание на прочность и плотность трубопроводов с номинальным давлением до 10 МПа включительно следует выполнять пневматическим способом в строгом соответствии с разделом 13, п.13.3, ГОСТ 32569-2013.

Испытание на прочность и плотность трубопроводов с номинальным давлением свыше 10 МПа (водовод высоконапорный, водовод нагнетательный) должно проводиться гидравлическим способом. При отрицательных температурах гидравлические испытания выполняются с применением незамерзающих жидкостей.

Согласно п.13.2.6 ГОСТ 32569-2013, давление испытания на прочность в трубопроводах выдерживается в течение не менее 30 минут, после чего снижается до расчетного давления и проводится тщательный визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений (испытание на плотность).

Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе должны быть открыты, и трубопровод должен быть полностью освобожден от воды через соответствующие дренажи.

Объем воды, необходимый для гидравлических испытаний оборудования и трубопроводов по площадкам ДНС с УПСВ:

- площадка производственная (сепарации нефти) – 125 м³;
- площадка производственная (трехфазных аппаратов) – 240 м³ (80 м³ - возможно последовательное проведение гидроиспытаний оборудования с последовательной перекачкой воды);
- сети технологические – 35 м³;
- площадка резервуаров хранения нефти и очистных сооружений – 12000 м³ (3000 м³ - возможно последовательное проведение гидроиспытаний оборудования с последовательной перекачкой воды).

Данный объем воды является максимальным. Фактически испытание для оборудования и трубопроводов по площадкам ДНС с УПСВ проводится отдельными участками между фланцевыми соединениями с отглушением трубопроводов. Для проведения гидравлических испытаний забор воды предусмотреть с использованием передвижной спецтехники. Источник водоснабжения – водозаборные скважины расположенные на ДНС Туканского участка недр.

Сброс воды после гидравлических испытаний произвести передвижным насосным агрегатом типа ЦА-320 (или аналогичным) в систему поддержания пластового давления (система ППД) на куст скважин 1В3 объекта «Куст скважин 1В3». Туканское нефтяное месторождение, шифр 17462.

После окончания гидравлического испытания все воздушники на оборудовании и трубопроводах должны быть открыты, оборудование и трубопроводы должны быть полностью освобождены от воды через соответствующие дренажи.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		1023106	
</							

Формат А4

$R_{пр} = 1,25 \times P \times \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}$, но не менее 0,2 МПа,

или $R_{пр} = 1,43 \times P$

где:

P - расчетное давление трубопровода, МПа;

$R_{пр}$ – пробное давление трубопровода, МПа;

$[\sigma]_{20}$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С;

$[\sigma]_t$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре.

При условии $[\sigma]_{20} / [\sigma]_t = 1$,

выбираем величину пробного давления $R_{пр} = 1,43 \times P$:

Расчет толщины стенки низконапорных трубопроводов выполнен согласно разделу 7 ГОСТ 32388-2013:

$$S_R = \frac{|p| \cdot D_a}{2\varphi_y [\sigma] + |p|}, \text{ где:}$$

p – внутреннее давление, МПа;

D_a – наружный диаметр трубы, мм;

φ_y - коэффициент прочности элемента;

$[\sigma]$ - допускаемое напряжение, МПа.

Толщины стенок труб определены расчетным путем с учетом прибавки на общую коррозию. В данной проектной документации срок службы трубопроводов определен при скорости коррозии для всех типов трубопроводов не более 0,2 мм/год.

Минимальная отбраковочная толщина для труб и деталей трубопроводов принята в соответствии с Таблицей 14.1 п.14.3.20 ГОСТ 32569-2013.

Расчетный срок (назначенный ресурс) определяется согласно формулы Д.8 Приложения Д ГОСТ 32388-2013:

$$\text{, где: } T_r = \frac{S - C_1 - S_R}{V_c}$$

S – расчетная (проектная) толщина стенки трубопровода, мм;

C_1 – прибавка на утончение стенки трубопровода (12% от толщины стенки), мм;

S_R – номинальная (отбраковочная) толщина стенки трубопровода, мм;

V_c – скорость коррозии, мм/год (принимаем – 0,2 мм/год).

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	17342-ТР1.1.ТЧ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					65

Таблица 20 - Расчетный срок службы трубопроводов и минимальная отбраковочная толщина стенки трубопроводов

Наименование	Толщина стенки трубопроводов, мм							Отбраковочная	Принятая	Расчетный срок службы, лет
	Расчетная (без прибавки на коррозию)									
	ТУ 14-3Р-91-2004	ТУ 14-1-5433-2005	ТУ 1319-377-00186619-2015	ТУ 14-3Р-135-2014	ТУ 1319-007-0018654-2010	ГОСТ 8734-75 ГОСТ 8732-78				
1	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	3	4	5	
Газопроводы										
18х2,5	-	-	-	-	-	0,039	1,0	2,5	20,0	
25х3	-	-	-	-	-	0,054	1,0	3,0	20,0	
32х3	-	-	-	-	-	0,069	1,5	3,0	20,0	
57х6	0,086	-	-	-	-	-	1,5	6,0	20,0	
89х6	0,134	-	-	-	-	-	2,0	6,0	20,0	
114х6	0,172	0,171	-	-	0,179	-	2,0	6,0	20,0	
159х6	0,240	0,238	-	-	0,250	-	2,5	6,0	20,0	
219х8	0,330	0,328	-	-	0,344	-	2,5	8,0	20,0	
57х6	0,011	-	-	-	-	-	1,5	6,0	20,0	
89х6	0,017	-	-	-	0,017	-	2,0	6,0	20,0	
114х6	0,022	0,022	-	-	0,022	-	2,0	6,0	20,0	
159х6	0,030	0,030	-	-	0,031	-	2,5	6,0	20,0	
219х8	0,041	0,041	-	-	0,043	-	2,5	8,0	20,0	
273х8	0,052	0,052	-	-	0,054	-	3,0	8,0	20,0	
Нефтепроводы										
32х3	-	-	-	-	-	0,069	1,5	3,0	20,0	
57х6	0,086	-	-	-	-	-	1,5	6,0	20,0	
89х6	0,134	-	-	-	-	-	2,0	6,0	20,0	
114х6	0,172	0,171	-	-	0,179	-	2,0	6,0	20,0	
159х6	0,240	0,238	-	-	0,250	-	2,5	6,0	20,0	
219х8	0,330	0,328	-	-	0,344	-	2,5	8,0	20,0	
273х8	0,411	0,409	-	-	0,429	-	3,0	8,0	20,0	
325х8	0,490	0,487	-	-	0,511	-	3,0	8,0	20,0	
426х9	0,642	0,638	-	-	0,670	-	3,0	9,0	20,0	
57пх4	0,086	0,086	0,086	0,086	-	-	1,5	4,0	20*	
273пх7	0,411	0,409	0,411	0,411	-	-	3,0	7,0	20*	
325пх7	0,490	0,487	0,490	0,490	-	-	3,0	7,0	20*	
426пх8	0,642	0,638	0,642	0,642	-	-	3,0	8,0	20*	
Нефтепровод напорный										
114х6	0,848	0,844	-	-	0,885	-	2,0	6,0	20,0	
159х6	1,183	1,177	-	-	1,235	-	2,5	6,0	20,0	
219х8	1,630	1,621	-	-	1,701	-	2,5	8,0	20,0	
325х8										
Трубопровод ингибитора (коррозии)										
57х6	0,826	-	-	-	-	-	1,5	3,0	20,0	
Трубопровод подачи реагента										
32х3	-	-	-	-	-	0,53	1,5	3,0	20,0	
57х6	0,826	-	-	-	-	-	1,5	3,0	20,0	
Нефтепровод технологический (на приготовление раствора деэмульгатора)										
57х6	0,319	-	-	-	-	-	1,5	6,0	20,0	
Наименование	Толщина стенки трубопроводов, мм								Расче	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1023106		

17342-ТР1.1.ТЧ

Лист

66

	Расчетная (без прибавки на коррозию)						Отбраковочная	Принятая	ТНБ срок службы, лет
	ТУ 14-3Р-91-2004	ТУ 14-1-5433-2005	ТУ 1319-377-00186619-2015	ТУ 14-3Р-135-2014	ТУ 1319-007-0018654-2010	ГОСТ 8734-75 ГОСТ 8732-78			
1	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	3	4	5
Трубопровод дренажа, углеводородного конденсата									
32х3	-	-	-	-	-	0,009	1,5	3,0	10
57х6	0,011	-	-	-	-	-	1,5	6,0	20,0
57х6	0,086	-	-	-	-	-	1,5	6,0	20,0
89х6	0,017	-	-	-	0,017	-	2,0	6,0	20,0
114х6	0,107	0,107	-	-	0,112	-	2,0	6,0	20,0
114х6	0,022	0,021	-	-	0,022	-	2,0	6,0	20,0
159х6	0,030	0,030	-	-	0,031	-	2,5	6,0	20,0
219х8	0,041	0,041	-	-	0,043	-	2,5	8,0	20,0
Трубопроводы пластовой воды, очищенной пластовой воды, уловленной нефти									
57х6	0,011	-	-	-	-	-	1,5	6,0	20
114х6	0,107	0,107	-	-	0,112	-	2,0	6,0	20
159х6	0,030	0,030	-	-	0,031	-	2,5	6,0	20,0
219х8	0,041	0,041	-	-	0,043	-	2,5	8,0	20,0
159пх6	0,210	0,210	0,210	0,210	-	-	2,5	6,0	20,0*
273пх8	0,360	0,360	0,360	0,360	-	-	3,0	8,0	20*
325пх8	0,061	0,061	0,061	0,061	-	-	3,0	8,0	20*
Примечание: Проектный срок службы трубопроводов с внутренним покрытием должен быть не менее 25 лет для нефтепроводов, нефтегазопроводов, трубопроводов выкидных, водоводов низконапорных, не менее 15 лет для водоводов высоконапорных, водоводов нагнетательных согласно техническим требованиям на трубную продукцию с внутренним и наружным покрытием для строительства трубопроводов ПАО «Сургутнефтегаз».									

Учитывая, что трубы рассчитываются на длительные сроки эксплуатации и условия эксплуатации могут меняться, при расчете срока службы трубопроводов закладываются наиболее худшие прогнозируемые условия, чтобы срок службы трубопроводов не был завышен.

Отбраковочные толшины деталей трубопроводов приняты как для трубопроводов.

Согласно расчетов все принятые трубопроводы удовлетворяют необходимым требованиям расчета на прочность.

Эксплуатация трубопроводов, отработавших расчетный срок службы, допускается при получении положительного технического заключения о возможности его дальнейшей работы и разрешения на применение в порядке, установленном нормативной документацией.

5.3.8.3 Прокладка трубопроводов

Согласно ФЗ-№116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Приложение 1 п.1 д) токсичные вещества - вещества, способные при воздействии на живые организмы приводить к их гибели.

Инва. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							
1023106									
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			
									Лист
									67

Нефть не относится к токсичным веществам при воздействии на живые организмы способные приводить к их гибели, согласно ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» (п.1.2), а относиться к 3 классу опасности (вещества умеренно опасные), в том числе и по предельно допустимой концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны (не более 10 мг/м³).

Трубопроводы на территории ДНС с УПСВ прокладываются надземно и подземно.

Надземные трубопроводы прокладываются по эстакадам на металлических опорах в теплоизоляции с электрообогревом и без электрообогрева. Расстояние между трубопроводами принято в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013. Максимальное расстояние между опорами для диаметров:

- DN20, 25 мм – 1,5 м;
- DN50 мм – 3,0 м;
- DN80 мм – 5,0 м;
- DN100, 150 мм – 6,0 м;
- DN200 мм (жидкость) – 6,0 м;
- DN200...400 мм – 12,0 м.

Трубопроводы дренажа проложены надземно по эстакадам на металлических опорах в теплоизоляции с электрообогревом, с уклоном 0,002 в сторону дренажных емкостей, и переходя в подземное исполнение в конечной точке, при подключении к дренажным емкостям.

Газопровод аварийного сброса на факел проложен с постоянным уклоном 0,003 в сторону факельного сепаратора.

Самокомпенсация температурных деформаций трубопровода обеспечивается способом прокладки. При подземном способе прокладки трубопровод в меньшей степени подвергается температурным воздействиям, так как колебания температур грунта на глубине заложения меньше колебаний температур воздуха, а наличие углов поворота в вертикальной и горизонтальной плоскости самокомпенсирует температурные воздействия. Повороты трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскости выполнить с применением отводов по ТУ 14-1-5598-2011.

Напряжения от температурных деформаций на трубопроводах снимаются Г-образными компенсаторами в местах поворота трубопроводов. Г-образные компенсаторы, расположенные в горизонтальной и вертикальной плоскостях, следует устанавливать с соблюдением общего уклона трубопровода, указанного в проектной документации. Для изготовления Г-образных компенсаторов предусмотрены отводы по ТУ 14-1-5598-2011 «Детали трубопроводов стальные приварные с повышенной коррозионной стойкостью и хладостойкостью. Технические условия» из сталей прочностью K52.

Подземная прокладка трубопроводов осуществляется в антикоррозионной изоляции от почвенной коррозии на глубине 0,6 метра от поверхности земли до верхней образующей трубы.

В местах проезда автотранспорта технологические трубопроводы проложены в защитном футляре (кожухе), диаметр футляра больше наружного диаметра трубопроводов на 200 мм. Концы футляра выведены на расстояние 2 м от бровки проезда. Центрирование трубопровода относительно футляра выполняется посредством установки опорно-направляющих колец. Концы футляров герметизируются манжетами. На концах футляров сформировано защитное укрытие

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	приварные с повышенной коррозионной стойкостью и хладостойкостью. Технические условия» из статей прочностью K52.					
				Подземная прокладка трубопроводов осуществляется в антикоррозионной изоляции от почвенной коррозии на глубине 0,6 метра от поверхности земли до верхней образующей трубы.					
				В местах проезда автотранспорта технологические трубопроводы проложены в защитном футляре (кожухе), диаметр футляра больше наружного диаметра трубопроводов на 200 мм. Концы футляра выведены на расстояние 2 м от бровки проезда. Центрирование трубопровода относительно футляра выполняется посредством установки опорно-направляющих колец. Концы футляров герметизируются манжетами. На концах футляров сформировано защитное укрытие					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ		Лист	
								68	

для манжет. Закрепление манжет и защитного укрытия на трубопроводе выполняется хомутами стяжными.

Глубина заложения от отметки проезда до верхней образующей защитного футляра не менее 0,6 м (в соответствии с ГОСТ 32569-2013, п. 6.12 «Подземные коммуникации», СП 18.13330.2011 «Свод правил. Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80»).

Для отвода пластовой воды, очищенной пластовой воды, уловленной нефти и дренажа из резервуаров РО-1,2 и от площадок предусмотрены трубопроводы диаметром 100 мм, 150 мм, 200 мм, 300 мм.

Трубопровод подачи реагента прокладывается надземно на несгораемых опорах. Максимальное расстояние между опорами для трубопровода DN 25 – 1,5 м.

Для опорожнения трубопроводов при выводе на ремонт в низших точках предусмотрены спускники, слив жидкости предусмотрен в герметизированную систему дренажных трубопроводов.

5.3.9 Трубопроводы и детали трубопроводов с внутренним защитным покрытием

В соответствии с п.3.28 требований и рекомендаций на проектирование объекта, трубопроводы (нефтегазопровод от УДР до первой ступени сепарации, далее до аппаратов УПСВ, и водоводы от УПСВ до ОРВС и далее до НПВ и КНС) приняты с внутренним антикоррозионным покрытием.

Требования к внутреннему защитному покрытию труб и деталей:

- для нанесения внутреннего покрытия должна применяться комбинация «праймер + краска» соответствующая ТУ 1390-001-59779622-2015 «Внутреннее антикоррозионное покрытие стальных труб и соединительных деталей производства ОАО «Сургутнефтегаз». Наносить краску необходимо на предварительно загрунтованную поверхность. Поверхность покрытия должна быть ровная, гладкая, не допускаются непрокрасы, включения, вздутия, пузыри, трещины, отслоения;

- толщина внутреннего защитного покрытия должна быть от 350 до 800 мкм. Допускается локальное увеличение толщины покрытия в зоне заводского сварного шва до 1000 мкм. Проверка толщины внутреннего защитного покрытия каждой трубы и детали должна выполняться в четырех точках по периметру толщиномером, предназначенным для измерения толщины неферромагнитных покрытий на ферромагнитной подложке в соответствии с ГОСТ Р 51694-2000;

- контроль диэлектрической сплошности внутреннего покрытия должен проводиться на всей поверхности каждого изделия с помощью искрового дефектоскопа. Качество сплошности внутреннего покрытия устанавливается по отсутствию пробоя при электрическом напряжении не менее 5 кВ на 1 мм толщины покрытия в соответствии с ГОСТ Р 53384-2009;

- адгезия внутреннего покрытия должна быть не более 5 баллов по ASTM D 2248-02 (метод испытаний А). Контроль покрытия проводить по одной трубе из партии с последующим восстановлением места проведения проверки на адгезию, не ухудшающим установленные качественные показатели при контроле покрытия.

Соединение трубопроводов между собой и с деталями, а также в узлах принято сварное. Защиту сварного шва на трубопроводах с внутренним покрытием выполнить с применением втулки центрирующей с полимерным покрытием, аналогичным покрытию труб, резиновыми уплотняющими манжетами, прокладкой асбестовой и уплотнительным кольцом, согласно техническим условиям НД-667.000 ТУ.

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	отсутствия пробы при электрическом напряжении не менее 5 кВ на 1 мм толщины покрытия в соответствии с ГОСТ Р 53384-2009;								
				- адгезия внутреннего покрытия должна быть не более 5 баллов по ASTM D 2248-02 (метод испытаний А). Контроль покрытия проводить по одной трубе из партии с последующим восстановлением места проведения проверки на адгезию, не ухудшающим установленные качественные показатели при контроле покрытия.								
				Соединение трубопроводов между собой и с деталями, а также в узлах принято сварное. Защиту сварного шва на трубопроводах с внутренним покрытием выполнить с применением втулки центрирующей с полимерным покрытием, аналогичным покрытию труб, резиновыми уплотняющими манжетами, прокладкой асбестовой и уплотнительным кольцом, согласно техническим условиям НД-667.000 ТУ.								
						17342-TP1.1.ТЧ						Лист
												69
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

Сварка осуществлять в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 12 ГОСТ 32569-2013, контроль качества сварных соединений осуществляется в соответствии с п.12.3 ГОСТ 32569-2013.

Втулки устанавливаются в соединение на мастику (герметик), которая поставляется в комплекте с втулкой, согласно применяемой в СМТ-2 «Инструкции на сборку и сварку труб с внутренним антикоррозионным покрытием, с установкой втулки для защиты сварного шва» РТР-001. Перед началом строительных работ должен быть разработан порядок применения технологий сварки в соответствии с

РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий и реконструкции технических устройств, для опасных производственных процессов». Данный порядок применения технологий сварки разрабатывается строительно-монтажной организацией с учетом имеющегося у нее оборудования, специалистов и отработанных технологий. Данный порядок прописывается в ППР (плане производства работ) и технологических картах.

Нанесение внутреннего покрытия на детали трубопроводов выполнить в базовых условиях.

5.3.10 Монтаж трубопроводов

Строительно-монтажные работы производить с учетом требований ГОСТ 32569-2013.

При монтаже трубопроводов необходимо осуществить входной контроль качества материалов, деталей трубопроводов и арматуры на соответствие их сертификатам, стандартам, техническим условиям, а также операционный контроль качества выполненных работ.

Металлические трубы соединяются сваркой.

Технология сварки, предназначенная для монтажа опасных производственных объектов, должна соответствовать требованиям РД 03-615-03 и ГОСТ 16037-80*.

При сборке трубопроводов методом сварных соединений не допускается нагрузка на сварной стык до его полного остывания после сварки и термообработки (при необходимости).

Контроль качества сварных стыков принять согласно разделу 12.3 ГОСТ 32569-2013.

При сварке разнородных сталей контроль сварных соединений выполнить согласно требованиям раздела 12.3 Таблицы 12.3 ГОСТ 32569-2013 ультразвуковым или радиографическим методом в объеме 100%.

Сварные швы факельного коллектора и факельного ствола проверяются неразрушающим (радиографическим) методом, обеспечивающим эффективный контроль качества сварных швов в объеме 100%.

Согласно п.123 ФНиП №444 сварные соединения подвергаются контролю легирующих элементов в сварных соединениях легированных сталей методом стилоскопирования в следующем объеме:

- для технологических трубопроводов с расчетным давлением не более 10 МПа – выборочно, но не менее двух соединений, выполненных одним сварщиком с использованием сварочных материалов из одной партии;

- для технологических трубопроводов опасных веществ 1-го и 2-го классов опасности - 100% (опасные вещества – реагент, метанол);

Результаты стилоскопирования признаются удовлетворительными, если при контроле количественно подтвержден компонентный состав определенных химических элементов в наплавленном металле. При неудовлетворительных

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	контроль качества сварных швов в объеме 100%. Согласно п.123 ФНиП №444 сварные соединения подвергаются контролю легирующих элементов в сварных соединениях легированных сталей методом стилоскапирования в следующем объеме: - для технологических трубопроводов с расчетым давлением не более 10 МПа – выборочно, но не менее двух соединений, выполненных одним сварщиком с использованием сварочных материалов из одной партии; - для технологических трубопроводов опасных веществ 1-го и 2-го классов опасности - 100% (опасные вещества – реагент, метанол); Результаты стилоскопирования признаются удовлетворительными, если при контроле количественно подтвержден компонентный состав определенных химических элементов в наплавленном металле. При неудовлетворительных					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ		Лист	
								70	

результатах стилокопирования хотя бы одного сварного соединения в случае выборочного контроля стилокопированию подлежат все сварные швы, выполненные с использованием той же партии сварных материалов сварщиком, выполнившим данное сварное соединение.

Контроль сварных швов технологических трубопроводов производится ультразвуковым или радиографическим методом согласно Таблице 12.3 ГОСТ 32569-2013. Объем контроля сварных соединений зависит от категории трубопроводов. Категории трубопроводов отражены в Таблице 19.

Объем контроля сварных соединений:

- трубопроводы I категории – 20%:
- нефтепровод технологический (напорный с ДНС);
- нефтепровод технологический (на приготовление раствора деэмульгатора);
- трубопроводы подачи реагента, ингибитора (коррозии).
- трубопроводы II категории – 10%:
- газопроводы технологические;
- нефтегазопроводы т.вр.-т.вр. (с внутренним покрытием -100%);
- трубопроводы III категории – 2%:
- нефтепроводы технологические (с внутренним покрытием -100%);
- трубопроводы дренажа;
- трубопроводы углеводородного конденсата.

Метод контроля выбирается строительно-монтажным управлением исходя из возможности обеспечения более полного и точного выявления недопустимых дефектов с учетом особенностей физических свойств металла, а также освоенности данного метода контроля для конкретного объекта и вида сварных соединений.

Ревизия трубопроводов, периодическое испытание трубопроводов в пределах площадки кустовой производятся с учетом требований ГОСТ 32569-2013 раздел 14.3

Сроки проведения ревизии трубопроводов с давлением до 10 МПа устанавливаются эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, но не реже указанных в таблице К.1 приложения К ГОСТ 32569-2013.

Для трубопроводов с давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см²) установлены следующие виды ревизии: выборочная и полная. Сроки выборочной ревизии устанавливает эксплуатирующая организация в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в 4 года. При получении неудовлетворительных результатов выборочной ревизии должна быть проведена полная ревизия этого трубопровода.

Периодичность испытания трубопроводов на прочность и плотность приурочиваются ко времени проведения ревизии трубопроводов.

Результаты ревизии служат основанием для оценки технического состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

5.3.10.1 Монтаж трубопроводов и деталей трубопроводов с внутренним защитным покрытием

Для защиты сварного соединения труб и труб с соединительными деталями с внутренним антикоррозионным покрытием предусмотрено применение втулок производства ПАО «Сургутнефтегаз» или втулок, поставляемых сторонними

Изнв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				17342-TP1.1.TЧ						
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

неудовлетворительных результатов выборочной ревизии должна быть проведена полная ревизия этого трубопровода.						
Периодичность испытания трубопроводов на прочность и плотность приурочиваются ко времени проведения ревизии трубопроводов.						
Результаты ревизии служат основанием для оценки технического состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.						
5.3.10.1 Монтаж трубопроводов и деталей трубопроводов с внутренним защитным покрытием						
Для защиты сварного соединения труб и труб с соединительными деталями с внутренним антикоррозионным покрытием предусмотрено применение втулок производства ПАО «Сургутнефтегаз» или втулок, поставляемых сторонними						

поставщиками согласно Техническим требованиям на трубную продукцию с внутренним и наружным покрытием для строительства трубопроводов ПАО «Сургутнефтегаз». Втулка стальная центрирующая должна быть изготовлена с внутренним полимерным покрытием аналогичным покрытию трубы, с резиновыми уплотняющими манжетами, прокладкой асбестовой и уплотнительным кольцом.

Допускается иной вид защиты, допущенный к применению ПАО «Сургутнефтегаз»

Сварка осуществляется в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 12 ГОСТ 32569-2013, контроль качества сварных соединений осуществляется в соответствии с п.12.3 ГОСТ 32569-2013.

Втулки устанавливаются в соединение на мастику (герметик), которая поставляется в комплекте с втулкой, согласно применяемой в СМТ-2 «Инструкции на сборку и сварку труб с внутренним антикоррозионным покрытием, с установкой втулки для защиты сварного шва» РТР-001. Перед началом строительных работ должен быть разработан порядок применения сварочных технологий сварки

Данный порядок применения технологий сварки разрабатывается строительно-монтажной организацией с учетом имеющегося у нее оборудования, специалистов и отработанных технологий. Данный порядок прописывается в ППР (плане производства работ) и технологических картах.

В качестве обязательного дополнительного способа контроля сварки труб с внутренним покрытием, согласно требованию, п.1.2 постановляющей части протокола производственного совещания ОАО «Сургутнефтегаз» от 09.02.2015 №01-57-01-15-1, необходимо выполнить контрольную вырезку стыков в количестве один стык на километр нефтегазопровода, трубопровода пластовой воды, но не менее одного стыка на вводимый в эксплуатацию объект.

5.3.11 Арматура, потребное количество арматуры

Для выполнения ремонтных работ, а также для регулирования потоков проектной документацией предусматривается установка запорной арматуры.

Принятая в проектной документации запорная арматура отвечает требованиям государственных стандартов, технических условий, других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке, требованиям раздела 8 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Трубопроводная арматура расположена в местах доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. В случае, если ручной привод арматуры расположен на высоте более 1,6 м от планировочной отметки земли, предусмотрены площадки обслуживания.

На надземных участках в верхних точках трубопроводов устанавливаются воздушники, в низших точках – дренажи.

В проектной документации к установке предусмотрена стальная, равнопроходная, фланцевая арматура. Диаметр и давление в зависимости от транспортируемого продукта и назначения трубопровода.

Запорная арматура – класса герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015. Климатическое исполнение арматуры выбрано согласно ГОСТ 15150-69 (ХЛ1) в зависимости от условий эксплуатации.

В проектной документации предусмотрены задвижки клиновые с выдвижным шпинделем, клапаны обратные (согласно техническим требованиям на запорно-

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 72
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

регулирующую арматуру для объектов капитального строительства, капитального ремонта и ремонтно-эксплуатационных нужд нефтепромысловых объектов в ПАО «Сургутнефтегаз» от 15.05.2019 г). Копия технических требований на закупку запорно-регулирующей арматуры для объектов капитального строительства, капитального ремонта и ремонтно-эксплуатационных нужд нефтепромысловых объектов в ПАО «Сургутнефтегаз» приведена в Приложение Е.

Запорная арматура фланцевая. Присоединение к трубопроводу осуществляется ответными фланцами. Конструкция фланцев и материал для них в соответствии с разделом 6.2 ГОСТ 32569-2013 выбраны с учетом параметров среды (температура, давление) и требований нормативно-технической документации.

Прокладочные материалы для фланцевых соединений в соответствии с разделом 7.7 ГОСТ 32569-2013 выбраны в зависимости от рабочих условий эксплуатации (давления и температуры) и требований нормативно-технической документации.

Тип и материал для крепежных изделий в зависимости от условий работы принят по Таблице 12 раздела 7.9 ГОСТ 33259-2015 и рекомендаций приложения А.4 ГОСТ 32569-2013, выбраны в зависимости от рабочих условий эксплуатации (давления и температуры) и марок сталей.

Арматура, в том числе литая (корпуса задвижек, клапанов), отбраковывается согласно ГОСТ 32569-2013:

- если в результате ревизии оказалось, что из-за воздействия среды толщина стенки стала ниже проектной и достигла величины, определяемой расчетом на прочность без учета прибавки на коррозию (отбраковочный размер);
- при ревизии на поверхности были обнаружены трещины, отслоения, деформации (гофры, вмятины, вздутия и т.п.);
- размеры резьбовых соединений вышли из поля допусков или на резьбе имеются срывы витков, трещины, коррозионный износ;
- уплотнительные поверхности фланцев и арматуры изнашивались так, что не обеспечивают безопасное ведение технологического процесса.

Согласно Таблице 14.2 п.14.3.20 ГОСТ 32569-2013 отбраковочный размер толщин стенок арматуры до PN10 МПа принят:

Номинальный диаметр, мм	50	80	100	150	200	300	400	500
Наименьшая допустимая толщин астенки, мм	4,0	4,0	5,0	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5

Проектной документацией устанавливается расчетный срок эксплуатации запорной арматуры согласно данным, которые рекомендуют заводы-изготовители, что составляет от 10 до 30 лет, но не менее расчетного срока эксплуатации трубопровода, на котором устанавливается данная запорная арматура. Конкретные сроки эксплуатации запорной арматуры будут известны в процессе эксплуатации. Расчетный срок службы трубопроводов приведен в Таблица 20.

Потребное количество арматуры представлено Приложении И.

В проектной документации предусмотрены задвижки клиновые с выдвигным шпинделем, краны шаровые, клапаны регулирующие и обратные. Арматура запорная фланцевая.

Арматура, в том числе литая (корпуса задвижек, клапанов), отбраковывается согласно ГОСТ 32569-2013:

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 73
			17342-TP1.1.TЧ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

- если в результате ревизии оказалось, что из-за воздействия среды толщина стенки стала ниже проектной и достигла величины, определяемой расчетом на прочность без учета прибавки на коррозию (отбраковочный размер);
- при ревизии на поверхности были обнаружены трещины, отслоения, деформации (гофры, вмятины, вздутия и т.п.);
- размеры резьбовых соединений вышли из поля допусков или на резьбе имеются срывы витков, трещины, коррозионный износ;
- уплотнительные поверхности фланцев и арматуры изнашивались так, что не обеспечивают безопасное ведение технологического процесса.

Проектный срок службы арматуры запорной соответствует проектному сроку службы трубопровода, на котором эта арматура установлена.

Принятая в проекте арматура запорная отвечает требованиям государственных стандартов, технических условий, других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

При строительстве трубопроводов возможна установка запорной арматуры, применение которой предусмотрено сводами правил, национальными стандартами, техническими условиями соответствующей требованиям ГОСТ 32569-2013 «Межгосударственный стандарт. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», при условии обеспечения надежной работы в течение расчетного срока службы с учетом заданных условий эксплуатации, состава и характера среды и влияния температуры окружающего воздуха.

6 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ

Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов приведены в разделе 6. Проект организации строительства.

Перечень вспомогательного оборудования, имеющегося в наличии у Заказчика и используемого при эксплуатации площадки кустовой, представлен в Таблица 21.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		Лист
						17342-ТР1.1.ТЧ	74

Изм. № подл.

1023106

Подп. и дата

Взам. инв. №

Таблица 21 - Перечень вспомогательного оборудования, имеющегося в наличии у Заказчика и используемого при эксплуатации площадки кустовой

№ п/п	Наименование специальной техники	Количество
1	Автомобиль для пропарки оборудования	1
2	Автомобиль для перевозки нефтепродуктов	1
3	Автомобиль для откачки из емкости дренажной	2
4	Передвижная замерная установка для замера дебита продукции скважин	2
5	Автомобиль для перевозки, монтажа, демонтажа оборудования оснащенный ГПМ	1
6	Автомобиль для прогрева оборудования в минусовую температуру окружающего воздуха и вентиляции емкостей	1
7	Автомобиль для опрессовки оборудования воздухом	1
8	Автомобиль для доставки обслуживающего персонала	2

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 75
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

7 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ

Обязательные требования к техническим устройствам, указанным в проектной документации, и формы оценки их соответствия обязательным требованиям установлены в соответствии с законодательством РФ о техническом регулировании.

Технические устройства в течение всего срока их использования подлежат техническому обслуживанию. Объем и сроки проведения профилактических работ для поддержания технического устройства в исправном состоянии определяются документацией завода-изготовителя на данное устройство. НГДУ «Сургутнефть» организует работы по обслуживанию технических устройств, контролирует их проведение и представляет их для постановки на учет в территориальный орган Ростехнадзора. По достижении срока эксплуатации, установленного в технической документации, дальнейшая эксплуатация технического устройства не допускается без проведения работ по продлению срока безопасной эксплуатации в порядке, установленном Ростехнадзором.

Установки (узел учета нефти, блок реагентный, трехфазные установки «Хитер-Тритер» УПСВ и УПН) относятся к оборудованию полной заводской готовности, изготовлены в соответствии с техническими требованиями (либо опросными листами), установки (трехфазные установки «Хитер-Тритер» УПСВ и УПН) повторного применения, смотри Приложения А, Б, Г, Д.

8 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ, ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ОРГАНИЗУЕМЫХ ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТ ОТДЕЛЬНО ПО КАЖДОМУ ЗДАНИЮ, СТРОЕНИЮ И СООРУЖЕНИЮ, А ТАКЖЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛА

Проектируемый объект входит в зону обслуживания цеха по добыче нефти и газа (ЦДНГ-) Туканского участка недр НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз».

Производство круглосуточное. Контроль и управление технологическим процессом объектов ДНС с УПСВ осуществляется с панели щита оператора, расположенного в помещении операторной поз.2.1. Постоянного присутствия персонала у проектируемых сооружений не требуется. Производственные процессы автоматизированы и телемеханизированы. Обо всех внештатных ситуациях в работе оборудования поступает сигнал в операторную, и дежурный персонал принимает решение и выполняет необходимые действия.

Число рабочих мест ДНС с УПСВ и КНС размещенных в операторной поз.2.1 приведено в Таблица 22. В операторной поз.2.1 расположено 7 постоянных рабочих места: место оператора обезвоживающей и обессоливающей установки, место машиниста технологических насосов, место машиниста насосной станции по закачке рабочего агента в пласт, рабочее место мастера, рабочее место оператора товарного, рабочее место слесаря-ремонтника.

Изн. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 76
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

Работы ведутся вахтовым методом. Продолжительность вахты не более 14 дней. График работы персонала односменный и двухсменный.

График работы оператора обезвоживающей и обессоливающей установки, машиниста технологических насосов, оператор товарный круглосуточный, продолжительность смены 11 часов: I смена с 08:00 до 20:00 (обед с 12:00 до 13:00), II смена с 20:00 до 08:00 (обед с 00:00 до 01:00).

Вахтовая перевозка персонала (на работу и с работы) осуществляется централизованно транспортом ПАО «Сургутнефтегаз».

Постоянные рабочие места находятся в операторной (поз.2.1) капитального исполнения (здание каркасно-панельной конструкции полного заводского изготовления), имеющего отопление, вентиляцию, естественное и искусственное освещение.

В здании операторной (поз.2.1) для производственного персонала предусмотрены шкафы для верхней одежды. После окончания смены производственный персонал принимает душ в здании производственном административном (поз.31) выполненном по объекту «Опорная база промысла. I очередь строительства». Туканский участок недр» шифр 17400.

Санитарно-бытовые помещения для производственного персонала предусмотрены в соответствии с численностью и группой производственных процессов в здании производственном административном (поз.31) шифр 17400.

Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки из помещения операторного зала здания «Операторная» контролирует работу установок Хитер-Тритер, факельной системы, площадки сепараторов (поз.2.8) в составе, газосепаратора Г-1, Г-2, сепараторов С-1/1,2, С-2/1,2 на площадке сепараторов, блока реагентного (поз. 2.26), резервуаров (поз.2.30, 2.41, 2.42, 5.1).

При обходе осматривает оборудование площадки УПСВ (поз.2.20, 2.21), площадки сепараторов (поз.2.8), блок реагентный (поз.2.26, 2.28), оборудование факельной системы (поз.2.35, 2.36, 2.37, 2.38, 2.39, 2.40), узла переключений, резервуаров (поз.2.30, 2.41, 2.42, 5.1), состояние дренажных и подземных емкостей со снятием контрольных показателей приборов КИПиА с установки Хитер-Тритер, площадки сепараторов (поз.2.8), станции насосной перекачки нефти (поз.2.16).

В связи с удаленностью факельной системы (поз.2.35) и узла дополнительных работ доставка оператора осуществляется автотранспортом оснащенным помещением для обогрева и биотуалетом.

Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки из помещения операторного зала в здании «Операторная» контролирует работу оборудования площадки УПСВ (поз.2.20, 2.21), площадки сепараторов (поз.2.8). При обходе выполняет снятие контрольных показаний приборов КИПиА, осмотр оборудования площадки УПСВ (поз.2.20, 2.21), площадки сепараторов (поз.2.8), блок реагентный (поз.2.26, 2.28), оборудование факельной системы (поз.2.35, 2.36, 2.37, 2.38, 2.39, 2.40), узла переключений, резервуаров (поз.2.30, 2.41, 2.42, 5.1).

Машинист технологических насосов из помещения операторного зала в здании «Операторная» контролирует работу станции насосной перекачки нефти (поз. 2.16). При обходе выполняет осмотр всего оборудования станции насосной перекачки нефти (поз.2.16), выполняет снятие контрольных показаний приборов КИПиА.

Оператор товарный из помещения операторного зала в здании «Операторная» контролирует работу резервуаров (поз.2.30, 2.41, 2.42, 5.1), емкостей дренажных (поз.2.31, 2.32, 2.34, 2.54). При обходе выполняет осмотр оборудования

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 77
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

резервуаров (поз.2.30, 2.41, 2.42, 5.1), емкостей дренажных (поз.2.31, 2.32, 2.34, 2.54), выполняет снятие контрольных показаний приборов КИПиА.

Слесарь-ремонтник производит обслуживание и текущий ремонт всего технологического оборудования на площадках ДНС с УПСВ. Перевозка инструмента и оборудования при организации ремонтных работ осуществляется автотранспортом оснащенным помещением для обогрева и биотуалетом.

Техническое обслуживание проектируемых сооружений (периодический осмотр оборудования, проведение необходимых работ по его содержанию в работоспособном состоянии) будет осуществлять производственно-эксплуатационный персонал, организационно входящий в состав соответствующих структурных подразделений НГДУ «Сургутнефть».

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
										78
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 22 – Число рабочих мест ДНС с УПСВ и КНС размещенных в операторной поз.2.1

Наименование профессии	Группа производственного процесса	Численность, чел.		Режим работы (количество смен, продолжительность)	Постоянные/временные рабочие места (рабочие зоны)
		Всего	Число рабочих мест в наиболее загруженную смену		
1	2	3	4	5	6
Операторная (поз. 2.1)					
Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки	2г	9	3	двухсмен. (11 ч.)	Постоянное рабочее место - операторная (ДНС-операторный зал (поз.2.1): контроль работы установок УПСВ (поз.2.20, 2.21), площадки сепараторов (поз.2.8), блока реагентного (поз.2.27), факельной системы). Периодически (обход площадок УПСВ (поз.2.20, 2.21), площадки сепараторов (поз.2.8), блока реагентного (поз.2.27), факельной системы, дренажных и подземных емкостей (поз.2.31, 2.32, 2.34, 2.54)
Машинист технологических насосов	2г	5	1	двухсмен. (11 ч.)	Постоянное рабочее место - операторная (ДНС-операторный зал (поз.2.1): контроль работы насосных агрегатов станции насосной перекачки нефти (поз.2.16). Периодически (обход производственного корпуса нефтенасосной (поз.2.16.1))
Оператор товарный	2г	3	1	двухсмен. (11 ч.)	Постоянное рабочее место - операторная (ДНС-операторный зал (поз.2.1): контроль работы дренажных и подземных емкостей (поз.2.31, 2.32, 2.34, 2.54), резервуаров (поз.2.30, 2.41, 2.42, 5.1). Периодически (обход всего контролируемого оборудования)
Слесарь - ремонтник	2г	3	1	односмен. (11 ч.)	Обслуживание нефтепромыслового оборудования согласно графиков и норм
Мастер	16	2	1	односмен. (11 ч.)	Постоянное рабочее место – операторная ДНС поз.2.1 (комната мастера ПСН), временное место и шкаф для переодедания в здании производственном административном (поз.31) ш:17400
Итого:		22	7		

Для определения названия профессий использован Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов (ОК 016-94).

Ивн. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата				
1023106						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
						79

17342-ТР1.1.ТЧ

Расположение рабочих мест, рабочих зон и их оснащённость приведены в Таблица 23. Перечень опасных и вредных факторов производственной среды на рабочих местах представлен в Таблица 24.

Таблица 23 - Расположение рабочих мест, рабочих зон и их оснащённость

Рабочее место	Наименование рабочего места, рабочей зоны	Наименование вредных факторов (физические, химические, психофизиологические), формирующихся в трудовом процессе	Класс условий труда (в соответствии с аттестацией рабочего места)
Операторная ДНС	рабочее место оператора обезвоживающей и обессоливающей установки	Напряженность электростатического поля, электромагнитные излучения радиочастотного диапазона, напряженность трудового процесса	2 (допустимый)
Операторная ДНС	рабочее место оператора машиниста технологических насосов, оператора товарного	Напряженность электростатического поля, электромагнитные излучения радиочастотного диапазона, тяжесть и напряженность трудового процесса	2 (допустимый)
Машинный зал (корпус производственный поз.2.16.1)	рабочее место оператора машиниста технологических насосов	Углеводороды алифатические предельные, шум, вибрация общая, тяжесть и напряженность трудового процесса	3.1 (вредный, первой степени)

Оснащение рабочего места оператора ООУ

Организационная оснастка			
Пульт управления		1	
Стол		1	
Стул		1	
Площадки обслуживания			
Оснащение рабочего места машиниста технологических насосов			
Организационная оснастка			
Стол		1	
Стул		1	
Шкаф для технологической оснастки		1	
Производственная тара и подъёмно-транспортное оборудование			
Кран ручной мостовой	Q=1тс	1	
Ларь для обтирочного материала		1	

Рабочие места находятся в операторной – здании капитального исполнения, имеющего отопление, вентиляцию, естественное и искусственное освещение. Рабочие места оснащены столами, стульями, шкафом для одежды, шкафом для документов, телефоном, компьютером и др. В здании операторной имеется душевая, туалет, сушилка-раздевалка.

Изн. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 80
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

Таблица 24 - Перечень опасных и вредных факторов производственной среды на рабочих местах

Наименование профессии	Краткая характеристика работ	Вредные, опасные вещества и производственные факторы
1	2	3
Оператор ООУ	Ведение технологического процесса подготовки нефти Оборудование: сепараторы, установки Хитер-Тритер,	Подвижные, вращающиеся части производственного оборудования; Опасное значение напряжения в электросети; Повышенное или пониженное давление в сосудах, трубопроводах и т.д; Метанол; Углеводороды алифатические предельные C2-C10 (в пересчете на C); Шум; Вибрация общая; Электростатическое поле; Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона; Повышенная или пониженная температура воздуха, влажность воздуха; Повышенная скорость движения воздуха; Недостаточная освещенность рабочей поверхности
Машинист технологических насосов	Обслуживание насосных станций по перекачке и подготовке нефти в соответствии с технологическим процессом. Участие в технологическом обслуживании и ремонте насосных агрегатов. Оборудование: насосные агрегаты Материалы и сырье: нефть	Подвижные, вращающиеся части производственного оборудования; Опасное значение напряжения в электросети; Повышенное или пониженное давление в сосудах, трубопроводах и т.д; Углеводороды алифатические предельные C2-C10 (в пересчете на C); Шум; Вибрация общая; Электростатическое поле; Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона; Повышенная или пониженная температура воздуха, влажность воздуха; Повышенная скорость движения воздуха; Повышенная или пониженная влажность воздуха; Недостаточная освещенность рабочей поверхности

В задачу обслуживающего персонала входит соблюдение утвержденного технологического режима работы технологических объектов, обеспечение работоспособности и сохранности оборудования, сооружений и коммуникаций, а также сохранности инструмента и инвентаря.

Согласно статьи 25 Федерального закона №52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», работодатель обязан обеспечить безопасные для персонала условия труда и выполнение требований санитарных правил к организации рабочих мест, средствам защиты работников, режиму труда,

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 81
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

отдыха и бытовому обслуживанию работников в целях предупреждения травм и профессиональных заболеваний.

Персонал, обслуживающий запроектированные объекты, обеспечивается всеми необходимыми помещениями производственно-бытового и медицинского назначения.

Постоянные рабочие места оснащены аптечками, укомплектованными набором лекарственных средств и препаратов для оказания первой доврачебной помощи.

Обеспечение персонала питанием осуществляется в комнате приема пищи путем разогрева самостоятельно. Комната приема пищи оснащена необходимым набором мебели, холодильником, микроволновой печью. В течение рабочей смены работнику предоставляется перерывы для отдыха, обогрева и другие меры социальной защиты согласно действующему законодательству РФ.

В случае необходимости ремонт будет производиться оперативно-ремонтным персоналом НГДУ «Сургутнефть», обеспеченным транспортным средством, необходимым инвентарем, инструментом, средствами механизации, а также передвижными зданиями санитарно-бытового назначения (туалеты, умывальники, устройства для питьевого водоснабжения, комнаты для обогрева, сушки одежды).

Для обслуживания ДНС с УПСВ рабочий персонал будет доставляться на специальном вахтовом автобусе (предназначенном для перевозки вахтовых бригад и располагающим необходимым количеством пассажирских мест), имеющем обогрев пассажирского салона и оборудованном биотуалетом, размещенном в одном из отсеков кузова (кунга). Возможность поддержания температуры внутреннего воздуха не ниже плюс 22 °С; обеспечивается наличием независимого подогревателя с системой защиты от перегрева и двумя жидкостными отопителями в салоне.

Питание работающих при строительстве и эксплуатации организуется в действующей столовой (поз.37) шифр 17400, расположенной на «Опорная база промысла. I очередь строительства». Туканский участок недр».

Стирка и химчистка спецодежды осуществляется централизованно, в соответствии с графиком сдачи спецодежды в химчистку по каждому цеху на основании заключенного план-задания между НГДУ «Сургутнефть» и УЭЗиС. Хранение спецодежды осуществляется на складе цеха и на складе прачечной (в прачечную спецодежда доставляется из цеха партиями).

Обслуживающий персонал проектируемых объектов обеспечен санитарно-бытовыми помещениями, раздевалками, шкафами для чистой и грязной одежды, умывальниками и душевыми сетками, расположенными в опорном пункте бригады в районе «Опорная база промысла. I очередь строительства». Туканский участок недр» НГДУ «Сургутнефть» шифр 17400.

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ				82

9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА (КРОМЕ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ), И РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И ДРУГИХ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ

В данной проектной документации основными взрыво - и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, являются: нефть, попутный нефтяной газ.

Основную долю попутного нефтяного газа составляет метан.

Нефть - природная смесь углеводородов и растворенных в них неуглеводородных компонентов, находящихся в жидком состоянии.

Главным образом, нефть состоит из предельных, непредельных и ароматических углеводородов, смол, кислот, соединений серы, азота и др. Отравляющая способность нефти проявляется в основном тогда, когда углеводороды переходят в парообразное состояние, и действуют, главным образом, на нервную систему человека.

Предельно-допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны представлены в Таблица 25.

Таблица 25 – Предельно-допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс токсичной опасности
Нефть (аэрозоль)	-/10	III
Метан	7 000	IV
Углеводороды C ₂ -C ₁₀	900/300	IV

Концентрационные пределы воспламенения в смеси с воздухом (по метану) в % по объему составляют: нижний – 5 %, верхний – 15 %. Температура самовоспламенения основного компонента смеси - метана при давлении 0,1 МПа (760 мм рт.ст.) составляет 537 °С.

Температура вспышки паров нефти ниже -20 °С, температура самовоспламенения – 223...375 °С. Снижение концентраций взрывоопасных и токсичных веществ до нормы на поверхности земли достигается рассеиванием их в окружающей атмосфере.

При выполнении трудовых процессов необходимо соблюдать Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Все работающие обязаны пройти инструктаж по безопасности (охране труда, промышленной безопасности), ознакомиться с безопасными приемами труда и периодически сдавать техминимумы. Специально обученный персонал цеха по

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 83
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

отбору газовой воздушной среды на загазованность обеспечивается переносными газоанализаторами.

Проектируемые объекты и сооружения размещаются на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, взрыве или пожаре не могут для них представлять опасности. В целях предотвращения разлива нефти площадки кустовые имеют обвалование.

Для работающего персонала на месторождении бытовое и медицинское обслуживание предусматривается на базе промысла.

Площадки под строительство сооружений объектов обустройства нефтяного месторождения согласовываются с органами государственного санитарного и пожарного надзора.

Для строительства объектов применяется современное блочно-комплектное оборудование заводского изготовления, повышающее надежность эксплуатации объекта в целом. Вредные и взрывопожароопасные вещества подлежат удалению из помещений, в которых они образуются, системами вытяжной вентиляции.

Для предотвращения выделений взрывопожароопасных и вредных паров и газов в атмосферу и производственные помещения, предусматривается герметизированная схема сбора, транспорта попутного нефтяного газа, нефти и воды на всем продвижении продукции скважин. Помещения с взрывопожароопасными и вредными производствами изолируются от помещений, в которых этих выделений нет.

Технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантирует непрерывность производственного процесса, что достигается осуществлением следующих мероприятий:

- создание необходимого запаса вспомогательных материалов;
- наличие перемычек и байпасных линий;
- оснащение технологического оборудования системами автоматической блокировки и сигнализации, что исключает обязательное постоянное присутствие обслуживающего персонала у аппаратов;
- применение мер, исключающих замерзание технологических коммуникаций.

В целях повышения надежности при эксплуатации предусматривается испытание оборудования и трубопроводов на прочность и плотность после монтажа, покрытие их антикоррозионной изоляцией.

Арматура концентрируется в комплексные узлы и располагается на высоте, удобной для обслуживания.

Трубопроводы перед остановкой на ремонт пропариваются до достижения в них концентрации вредных веществ, не превышающей предельно допустимых согласно санитарным нормам.

Для трубопроводов на площадке кустовой применены трубы бесшовные, горячедеформированные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости. Для нефтегазопроводов, трубопроводов выкидных применена труба с наружным двухслойным полимерным покрытием и внутренним антикоррозионным покрытием в соответствии с утвержденными техническими требованиями ПАО «Сургутнефтегаз».

Соблюдение условий труда на проектируемом объекте при строительстве и эксплуатации, приведены в разделе 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами, часть 4. Мероприятия по санитарно-эпидемиологическому благополучию населения и работающих.

Классификация установок по взрывопожарной и пожарной опасности на площадке кустовой приведена в Таблица 26.

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для трубопроводов на площадке кустовой применены трубы бесшовные, горячедеформированные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости. Для нефтегазопроводов, трубопроводов выкидных применена труба с наружным двухслойным полимерным покрытием и внутренним антикоррозионным покрытием в соответствии с утвержденными техническими требованиями ПАО «Сургутнефтегаз».</p> <p>Соблюдение условий труда на проектируемом объекте при строительстве и эксплуатации, приведены в разделе 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами, часть 4. Мероприятия по санитарно-эпидемиологическому благополучию населения и работающих.</p> <p>Классификация установок по взрывопожарной и пожарной опасности на площадке кустовой приведена в Таблица 26.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ		Лист	
								84	

Таблица 26 – Классификация установок по взрывопожарной и пожарной опасности и характеристика взрывоопасных смесей

Наименование	Характеристика веществ	Категория производства по взрывопожарной и пожарной опасности (ТР №123-ФЗ)	Класс взрыво- и пожаро-опасности и (по ПУЭ)	Категория и группа взрывоопасной смеси (по ТР ТС 012/2011)
Здание операторной поз.2.1	-	Д	-	-
Площадка производственная (сепараторов) поз.2.8	Нефть, попутный нефтяной газ и пластовая вода	АН	B-Ir	IIA-T3
Корпус производственный поз.2.16.1	Нефть подготовленная, очищенная пластовая вода	A	B-Ia	IIA-T3
Электрощитовая поз.2.16.2	-	B4	-	-
Венткамера поз.2.16.3	-	Д	-	-
Помещение КИПиА поз.2.16.4	-	Д	-	-
Площадка производственная (фильтров-грязеуловителей) поз.2.17	Нефть, попутный нефтяной газ и пластовая вода	АН	B-Ir	IIA-T3
Площадка производственная (трехфазного аппарата) поз.2.20	Нефть, попутный нефтяной газ и пластовая вода	АН	B-Ir	IIA-T3
Аппарат трехфазный ХТ-1/1,1/2, ХТ-2/1...2/3	Нефть, попутный нефтяной газ и пластовая вода	АН	B-Ir	IIA-T3
Блок управления ХТ-1/1,1/2, ХТ-2/1...2/3	Нефть, попутный нефтяной газ и пластовая вода	A	B-Ia	IIA-T3
Площадка производственная (блока реагентного) поз.2.26	Нефть, деэмульгатор, ингибитор коррозии	АН	B-Ir	IIA-T3
Блок реагентный поз.2.27, 7.1	Нефть, деэмульгатор, ингибитор	A	B-Ia	IIA-T3

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инд. № подл.	1023106				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

17342-ТР1.1.ТЧ

Лист

85

Наименование	Характеристика веществ	Категория производства по взрывопожарной и пожарной опасности (ТР №123-ФЗ)	Класс взрыво- и пожароопасности и (по ПУЭ)	Категория и группа взрывоопасной смеси (по ТР ТС 012/2011)
	коррозии			
Блок реагентный (Блок автоматики)	-	Д	-	-
Склад-навес поз.2.28	Дезэмульгатор, ингибитор коррозии	АН	В-Iг	IIA-T3
Резервуар хранения нефти поз.2.30, 5.1	Нефть, пластовая вода	АН	В-Iг	IIA-T3
Резервуар очищенных стоков поз.2.41	Очищенная пластовая вода	Д	-	-
Резервуар очищенных стоков поз.2.41 (в режиме резервуара аварийного)	Нефть, пластовая вода	АН	В-Iг	IIA-T3
Резервуар очищенных стоков поз.2.42	Очищенная пластовая вода	Д	-	-
Емкость дренажная поз.2.31, 2.32, 2.33, 2.34	Нефть, пластовая вода	АН	В-Iг	IIA-T3
Установка факельная поз.2.35	Попутный нефтяной газ	АН	В-Iг	IIA-T3
Установка газорегуляторная ГРПШ-1 поз.2.36	Попутный нефтяной газ	АН	В-Iг	IIA-T3
Сепаратор факельного газа поз.2.37, 2.38	Нефтесодержащая жидкость, попутный нефтяной газ	АН	В-Iг	IIA-T3
Емкость дренажная поз.2.39, 2.40	Нефтесодержащая жидкость, попутный нефтяной газ	АН	В-Iг	IIA-T3
Площадка производственная (налива нефти) поз.2.55	Нефть	АН	В-Iг	IIA-T3
Стояк налива нефтепродуктов поз.2.55.1	Нефть	АН	В-Iг	IIA-T3
Площадка производственная (узла приема)	Нефть, пластовая вода	АН	В-Iг	IIA-T3

Изм. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
							86

Наименование	Характеристика веществ	Категория производства по взрывопожарной и пожарной опасности (ТР №123-ФЗ)	Класс взрыво- и пожароопасности (по ПУЭ)	Категория и группа взрывоопасной смеси (по ТР ТС 012/2011)
нефте содержащей жидкости) поз.2.61				
Узел запуска средств очистки и диагностики поз.2.55	Нефть	АН	В-Iг	IIA-T3

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

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 87
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

10 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ

Проектной документации предусматривается создание системы автоматизации для стационарного объекта на базе проектируемой на месторождении системы централизованного сбора информации и дистанционного управления распределенными объектами нефтедобычи «АСУ ТП стационарного объекта» Туканского нефтяного месторождения.

Целями создания системы автоматизации для стационарного объекта являются:

- сбор и первичную обработку технологических данных;
- непрерывную передачу и обмен технологической информацией со вторым уровнем управления;
- управление технологическими объектами на основе собранной информации и команд, поступающих со второго уровня управления или от оператора-технолога;
- распределенный сбор и обработку данных первого уровня;
- обмен оперативной технологической информацией с третьим уровнем системы;
- обработку сигналов, поступающих от датчиков;
- дистанционное и автоматическое управление технологическим оборудованием с учетом фактически сложившихся значений технологических параметров и имеющихся технологических ограничений;
- возможность поэтапного пуска объекта при проведении пуско-наладочных работ;

безопасность работы при эксплуатации основного и вспомогательного оборудования в соответствии с требованиями правил и норм в нефтегазовой отрасли.

Для размещения панелей щитов управления ДНС с УПСВ, проектом предусматривается помещение щитовой КИП в здании операторной (поз.2.1). В помещении щитовой КИП здания операторной размещаются щиты автоматики, щиты контроллера, щит измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) СИКНС и шкафы контроллера аппаратов «Хитер-Тритер».

Для размещения автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора ДНС - ПЭВМ на базе системы сбора, регистрации, хранения и отображения информации «АСУ ТП стационарного объекта», АРМ УПСВ Хитер-Тритер и АРМ СИКНС проектом предусматривается помещение операторной в здании операторной (поз.2.1).

Проектируемая система автоматизации строится по трехуровневому иерархическому принципу:

Первый уровень – уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами ДНС с УПСВ.

Второй уровень – управление технологическим процессом и защита оборудования объекта ДНС с УПСВ, осуществляется АСУ ТП и оператором с АРМ оператора;

Вопросы третьего уровня – уровень корпоративной сети ПАО «Сургутнефтегаз» (уровень централизованного сбора и представления данных) в данном разделе проектной документации не рассматриваются.

Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, приведено в разделе 6. Технологические решения, часть 2. Автоматизация технологических процессов.

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Проектируемая система автоматизации строится по трехуровневому иерархическому принципу:</p> <p>Первый уровень – уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами ДНС с УПСВ.</p> <p>Второй уровень – управление технологическим процессом и защита оборудования объекта ДНС с УПСВ, осуществляется АСУ ТП и оператором с АРМ оператора;</p> <p>Вопросы третьего уровня – уровень корпоративной сети ПАО «Сургутнефтегаз» (уровень централизованного сбора и представления данных) в данном разделе проектной документации не рассматриваются.</p> <p>Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, приведено в разделе 6. Технологические решения, часть 2. Автоматизация технологических процессов.</p>					
				17342-ТР1.1.ТЧ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Лист	
								88	

11 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов приведены в разделе 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды, часть 1. Оценка воздействия на окружающую среду. Мероприятия по охране атмосферного воздуха, часть 2. Оценка воздействия на окружающую среду. Мероприятия по охране земельных и водных ресурсов, растительного и животного мира. Отходы производства и потребления.

Источниками загрязнения атмосферного воздуха в период эксплуатации проектируемого объекта будут являться: технологическое оборудование площадок производственных ДНС с УПСВ; неплотности фланцевых соединений; соединения запорно-регулирующей арматуры нефтегазопроводов, нефтепроводов, газопроводов и трубопроводов дренажа.

12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду приведен в разделе 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды, часть 1. Оценка воздействия на окружающую среду. Мероприятия по охране атмосферного воздуха, часть 2. Оценка воздействия на окружающую среду. Мероприятия по охране водных и земельных ресурсов, растительного и животного мира. Отходы производства и потребления.

Основные мероприятия, направленные на сокращение объемов и токсичности выбросов, а, следовательно, и снижения приземных концентраций на этапе эксплуатации проектируемых объектов предусмотрены по следующим направлениям:

- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание оборудования, влияющего на выброс вредных веществ;
- применение технологического оборудования заводского изготовления;
- установка на трубопроводах арматуры класса "А", характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- антикоррозионная изоляция трубопроводов;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех составных частей системы нефтедобычи и транспортировки нефти.

Дополнительно какие-либо мероприятия, направленные на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, разрабатывать нет необходимости, поскольку проектируемые объекты в рабочем режиме работы не являются источниками воздействия на среду обитания, кроме аварийных выбросов.

При соблюдении технологического регламента степень отрицательного воздействия проектируемых объектов на атмосферный воздух будет минимальна и не приведет к ухудшению экологической ситуации на обустраиваемой территории.

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 89
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

13 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, приведены в разделе 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды.

Основными целями деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» в области обращения с отходами является предотвращение вредного воздействия отходов производства и потребления, образующихся в процессе производственной деятельности Общества, на компоненты окружающей среды.

14 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Проектной документацией для обеспечения соблюдения установленных требований энергетической эффективности при строительстве и эксплуатации промышленных площадок предусмотрены следующие мероприятия:

- подземная прокладка трубопроводов;
- применение частотных преобразователей в схемах питания насоса погружного;
- оптимизация диаметров трубопроводов с целью снижения гидравлических потерь на транспорт;
- применение блочного оборудования заводской готовности, соответствующее климатическому размещению объекта проектирования;
- применение интеллектуальной системы обогрева трубопроводов;
- применение внутрикустовой закачки для уменьшения гидравлических потерь.

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ				90

15 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

На здания, строения и сооружения принятые в данной проектной документации требования энергетической эффективности и требования оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов не распространяются.

Для обеспечения требований по энергетической эффективности проектной документацией предусмотрено снижение гидравлических потерь за счет оптимального подбора диаметра технологического трубопровода.

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 91
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

16 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ

К мероприятиям, направленным на соблюдение требований технологических регламентов относятся:

- соблюдение правил эксплуатации оборудования, изложенные в производственных инструкциях и паспортах (руководствах по эксплуатации) завода-изготовителя;
- ведение технологического процесса на исправном оборудовании, оснащенном всеми необходимыми, исправными предохранительными устройствами, контрольно-измерительными и регулирующими приборами, сигнализацией и защитными блокировками;
- строгое соблюдение норм и параметров технологического режима;
- своевременное проведение освидетельствования, ревизии, ремонта сооружений, оборудования, согласно графикам планово-предупредительных ремонтов (ППР);
- содержание в чистоте и исправности средств пожаротушения;
- наличие на рабочих местах аварийного комплекта противогазов, спецодежды и инструментов;
- недопущение эксплуатации оборудования при наличии неисправности в аппаратах воздушного охлаждения. При обнаружении разгерметизации давление в аппаратах или трубопроводе должно быть сброшено, и неисправность устранена;
- осуществление постоянного контроля за состоянием оборудования, приборов, арматуры, коммуникаций, фланцевых соединений;
- следить за наличием и исправностью заземления оборудования и трубопровода;
- в холодное время года необходимо следить за состоянием обогрева оборудования;
- на рабочем месте необходимо находиться в спецодежде, спецобуви;
- во взрывоопасных местах необходимо пользоваться переносными светильниками (напряжением 12 В во взрывозащищенном исполнении), соответствующими категории и группе взрывоопасной смеси данного помещения;
- подключение пара для продувки производить при помощи гибких шлангов. Крепление шлангов к штуцерам производить хомутами. Продувка аппаратов паром через открытые люки диаметром более 100 мм запрещается. После продувки шланги должны быть отсоединены, а на штуцерах для продувки установлены торцевые заглушки;
- оборудование и трубопровод, подготавливаемые к ремонту, необходимо освободить от продукта, убедиться в отсутствии давления в них и полностью отключить заглушками от коммуникаций и оборудования, не подлежащего ремонту, после чего продуть паром и провентилировать до получения удовлетворительных анализов на содержание горючих веществ (отсутствие);
- перед проведением работ провести инструктаж исполнителей о степени опасности и безопасным методам ведения данных работ;
- огневые работы на установке выполнять только при наличии оформленного письменного разрешения. Огневые работы разрешается проводить при отсутствии взрыво-, пожароопасных веществ в воздушной среде или при наличии их не выше ПДК по санитарным нормам;

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ				92

– газоопасные работы производить при наличии оформленного наряда-допуска на проведение газоопасных работ Газоопасные работы без оформления наряда-допуска проводить с обязательной регистрацией таких работ перед их началом в журнале учета газоопасных работ, проводимых без оформления наряда-допуска. Работы внутри емкостного оборудования разрешается проводить только при содержании вредных веществ не более ПДК и объемной доле кислорода не менее 20 %;

– огневые и газоопасные работы выполнять в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ», утвержденными приказом Ростехнадзора 15.12.2020 №528;

– пуск оборудования после ремонта, остановку оборудования на ремонт производить по письменному распоряжению начальника цеха в каждом отдельном случае;

– ремонт аппаратов, коммуникаций, аппаратуры и т.д. при их работе и под давлением не разрешается;

– во всех взрывоопасных местах разрешается работать только искробезопасным инструментом;

– не допускать загрязнения рабочих мест, загромождения подъездов, проходов и мест хранения средств тушения пожаров;

– эксплуатация оборудования с неисправными средствами контроля, автоматизации, систем сигнализации и блокировки запрещается;

– если по условиям технологического процесса (пусковые, остановочные поверочные, ремонтные и др. операции) требуется деблокирование отдельных параметров, допускается временное отключение блокировок по письменному разрешению руководителя цеха. Перед снятием блокировки должны разрабатываться мероприятия по безопасному ведению технологического режима. Время снятия блокировки должно быть регламентировано;

- во всех случаях отключения блокировки должен быть организован усиленный контроль за деблокированным параметром.

17 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ

Проектируемый объект не подлежит категорированию в соответствии с Федеральным законом от 21.07.2011 №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» на основании методических рекомендаций, утвержденных приказом Министерства энергетики РФ от 10.02.2012 №48.

В соответствии с п.6.1, 6.3 СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования» Объект по значимости относится к третьему классу.

На Туканском нефтяном месторождении приняты следующие меры по предотвращению постороннего вмешательства и противодействию возможным террористическим актам:

– организовано взаимодействие с органами МВД, ФСБ, Министерства РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных действий, а также медицинскими учреждениями и аварийно-

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	17342-ТР1.1.ТЧ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					93

спасательными службами по вопросам обмена информацией по предупреждению террористических актов на объектах;

- организовано получение от правоохранительных органов поступающей информации о фактах и попытках приготовления к террористическим актам;
- организован пропускной и внутриобъектовый режим, обо всех случаях выявления подозрительных лиц или предметов информация немедленно передается в правоохранительные органы.

Регулярно проводятся инструктажи сотрудников подразделений службы безопасности предприятия и работников, обслуживающих нефтепромысловые объекты, на предмет выявления возможных признаков (подозрительные предметы, люди и их поведение и т.п.) и пресечения приготовления террористических актов.

Доставка персонала, обслуживающего Туканское нефтяное месторождение, осуществляется вахтовыми автобусами. Посадка в вахтовые автобусы контролируется ответственными лицами. Контроль транспорта въезжающего на территорию месторождения осуществляется на контрольно-пропускном пункте.

Обслуживает контрольно-пропускные пункты вневедомственная охрана.

Завоз материалов, оборудования на территорию месторождения, производственных объектов осуществляется только по товарно-транспортным накладным, оформленным в установленном порядке.

Съезд с дороги автотранспорта, за исключением аварийного, запрещен.

Запрещается въезд, вход на месторождение, производственный объект без пропуска. Водители сообщают о своих передвижениях персоналу.

Специалисты, командируемые на месторождение для осуществления производственной и другой деятельности, проходят регистрацию в центральной инженерно-технологической службе предприятия и инструктируются по правилам нахождения на территории месторождения.

Выполнена защита объекта ограждением металлическим (с противоподкопной сеткой), системой контроля и управления доступом (далее – СКУД). Предусмотрены следующие инженерно-технические средства охраны:

- видеомонитор для связи в здании операторной;
- электрические замки, датчики положения калиток ограждения, вызывные панели видеодомофона, кнопки разблокировки калиток на выходе со стороны защищаемой территории;
- дистанционное управление разблокированием калиток с видеодомофона операторной и по месту.

Запрещается нахождение на территории месторождений лиц, не связанных с производством работ.

Регулярно проводится проверка стоянок автотранспорта сотрудниками службы безопасности, и об обнаруженных недостатках информируются руководители (мастера) объектов.

Дополнительных мероприятий, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов, проектной документацией не предусматривается.

Санкции за нарушение в ПАО «Сургутнефтегаз» определяются согласно условиям контракта, правилами внутреннего трудового распорядка, административной и уголовной ответственностью, в зависимости от ущерба.

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				17342-ТР1.1.ТЧ						94
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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

Разработка данного раздела не требуется.

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 95
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ			

Приложение А
(справочное)

Копия технических требований на изготовление и поставку модульной системы измерения количества и параметров качества нефти для объекта капитального строительства «Станция нефтенасосная дожимная с установкой предварительного сброса воды (УПСВ). Туканский участок недр»

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер –
первый заместитель
генерального директора
ПАО «Сургутнефтегаз»

А.Н.Буланов
«24» 01 2022 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

на изготовление и поставку модульной системы измерения количества и параметров качества нефти для объекта капитального строительства «Станция нефтенасосная дожимная с установкой предварительного сброса воды (УПСВ). Туканский участок недр».

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.1. Система измерения количества и параметров качества нефти сырой (СИКНС) предназначена для строительства на ДНС-1 с УПСВ Туканского участка недр, Нефтеюганского района, Ханты – Мансийского автономного округа (ХМАО) – Югра, Тюменской области.

1.2. Технологическая часть измерительной системы должна состоять из блока измерения количества и параметров качества нефти, без стен и кровли, предусмотренных к установке в производственном корпусе ДНС-1 с УПСВ в габаритных размерах 6 000 x 8 000 мм.

1.3. Технологическое назначение – оперативный учёт предварительно подготовленной сырой нефти на первом этапе и товарной нефти на втором этапе эксплуатации, перекачиваемой с ДНС-1 с УПСВ Туканского участка недр на УПН Южно-Нюрымского месторождения и далее на ПСП ПАО «Сургутнефтегаз» в районе ЛПДС «Демьянское» Тобольского УМН АО «Транснефть - Сибирь» ПАО «Транснефть».

1.4. Система измерения количества и качества нефти сырой далее - СИКНС должна соответствовать требованиям норм, действующим на территории Российской Федерации.

1.5. СИКНС должна быть спроектирована в соответствии с требованиями Российских Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ Ростехнадзора №534 от 15.12.2020 г. зарегистрирован в Минюсте России 29 декабря 2020 г. № 61888), «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», «Правил устройства электроустановок» 7-ое издание, Федеральных Законов от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности», от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об

Взам. инв. №		<p>СИКНС должна соответствовать требованиям норм, действующим на территории Российской Федерации.</p> <p>1.5. СИКНС должна быть спроектирована в соответствии с требованиями Российских Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ Ростехнадзора №534 от 15.12.2020 г. зарегистрирован в Минюсте России 29 декабря 2020 г. № 61888), «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», «Правил устройства электроустановок» 7-ое издание, Федеральных Законов от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности», от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об</p>							
Подп. и дата									
Инв. № подл.	1023106							17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
									96
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», от 21.07.1997 №116-ФЗ (редакция от 29.07.2018) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Технических Регламентов Таможенного союза ТР ТС-010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС-012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС-032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» и другим нормативным документам, а также настоящим техническим требованиям.

1.6. Разработку проектной и метрологической документации, а так же поставку оборудования модульной СИКНС предусмотреть в полном объеме (полнокомплектной), в соответствии с настоящими техническими требованиями. Организация, осуществляющая указанные виды работ, должна быть сертифицирована для проектирования системы измерения количества товарной нефти во взрывозащищенном исполнении, иметь соответствующую лицензию на право деятельности. Измерительный комплекс СИКНС должен быть аттестован Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, иметь положительное экспертное заключение о метрологической экспертизе.

1.7. СИКНС должна быть спроектирована и изготовлена в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» (с изменениями №1, 2), МИ 2825-2003 «Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию» и другими нормативными документами.

1.8. Перечень требуемой документации, условия и сроки поставки определить при заключении Договора. Исключить возможность аутсорсинга.

1.9. Всё оборудование, входящее в состав СИКНС, должно иметь: сертификат соответствия, выданный Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, декларацию о соответствии требованиям Технических регламентов Таможенного Союза, Евразийского экономического Союза, документации по пожарной безопасности, выданной МЧС РФ, а также гигиенические заключения органов Роспотребнадзора.

1.10. Все средства вычислительной техники должны соответствовать модельному ряду ПАО «Сургутнефтегаз».

1.11. Отбор проб и определение исходного сырья, готовой продукции, качественных характеристик для технологического контроля должны выполняться в соответствии с действующими в Российской Федерации стандартами и методиками определения.

2. РАЗМЕЩЕНИЕ СИКНС

2.1. Внутреннюю температуру воздуха в производственном корпусе, где будет установлена СИКНС принять не менее плюс 10 °С и не более плюс 25 °С. Производственный корпус имеет внутреннюю принудительную вентиляцию.

2.2. Производственный корпус относится:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 97
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- степень огнестойкости – IV;
- категория взрывоопасности, класс опасности – III
- класс конструктивной пожароопасности – C0;
- класс взрывоопасной зоны или пожароопасной зоны, категория помещения В - IA,
- категория и группа взрывопожароопасных смесей, горючесть, воспламеняемость – IIA - T3;
- группа производственных процессов по санитарной характеристике 1В;
- категория взрывопожарной, пожарной опасности здания – А.

2.3. Цветовые решения площадки обслуживания:

- перила цвет светло – серый RAL 7047,
- верхняя часть перил красного цвета RAL 3020,
- просечка коричневого цвета RAL 8011.

2.4. В паспорте завода – изготовителя указать класс взрывоопасных и пожароопасных зон в соответствии со ст. 18 ФЗ №123, пп. 7.3.41, 7.3.43, 7.4.6 ПУЭ

2.5. Моделирование цветовых решений (размер, расположение) дополнительно согласовать с Заказчиком на стадии разработки конструкторских решений.

2.6. Предусмотреть необходимые и удобные в эксплуатации технологические переходы, площадки, настилы и лестницы для безопасного, эргономичного и эффективного обслуживания всего комплекса оборудования СИКНС.

2.7. Конструкции лестниц (при необходимости) выполнить со следующими параметрами: уклон лестницы 1:1, расстояние между ступенями по высоте - не менее 0,25 м, ширина ступеней - не менее 0,20 м и иметь уклон вовнутрь $2^{\circ} - 5^{\circ}$ с боковым бортиком (планками) не менее 0,15 м, исключающим возможность проскальзывания ног человека.

2.8. Рабочие площадки и площадки обслуживания должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения и перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,40 м друг от друга, и бортик (планку) высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости.

2.9. Металлоконструкции лестниц, площадок, ограждений и технологических переходов выполнить из оцинкованных облегченных гнутых профилей.

2.10. Места проходов и доступа ко всем техническим устройствам, на которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75 м должны быть оборудованы ступенями, на высоту выше — лестницами и перилами.

2.11. СИКНС должна быть расположена на рамном каркасе в помещении производственного корпуса станции насосной внешней перекачки нефти (каркасно – панельного исполнения) по заданию Заказчика.

2.12. Размеры рамного каркаса, не более: длина – 8 000 мм, ширина – 6 000 мм, высота – 3 000 мм.

2.13. Обеспечить общую вибрацию установленного оборудования СИКНС не более 2 мм/с.

2.14. Обеспечить уровень шума оборудования СИКНС не более 60 дБ.

2.15. СИКНС должна состоять из:

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	17342-TP1.1.TЧ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					98

- блока измерительных линий (далее - БИЛ);
- блока измерений параметров качества нефти (далее - БИК);
- блока управления с системой обработки информации (далее - СОИ).

3. ОБОРУДОВАНИЕ СИКНС

3.1. Физико-химические показатели нефти приведены в таблице 1:

Таблица 1 Физико-химические показатели нефти

Наименование показателя	Значение показателя
1	2
Содержание воды в нефти на первом этапе эксплуатации, массовая доля, %, не более	85,0
Содержание воды в нефти на втором этапе эксплуатации, массовая доля, %, не более	4,0
Вязкость кинематическая, сСт при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$	от 20 до 100
Плотность нефти при стандартных условиях (температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и абсолютном давлении 101,325 кПа), кг/м^3	от 800,0 до 920,0
Температура нефти, $^{\circ}\text{C}$:	от 5 до 55
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3 , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1
Максимальный размер твердых частиц, мм, не более	0,5
Массовая доля сероводорода, млн^{-1} (ppm), не более	20
Остаточное содержание растворенного газа в нефти, $\text{м}^3/\text{т}$	до 3
Массовая доля серы, %, не более	3,5

3.2. Основные технические характеристики СИКНС приведены в таблице 2:

Таблица 2 Основные технические характеристики СИКНС

Наименование показателя	Значение показателя
1	2
Расход нефти через СИКНС, т/час	от 13,7 до 540,0
Максимальное давление нефти в СИКНС, МПа	6,3
Суммарные потери давления между входом и выходом СИКНС при максимальном расходе и максимальной вязкости в режиме измерений, МПа, не более	0,2
Суммарные потери давления между входом и выходом СИКНС при максимальном расходе и максимальной вязкости в режиме поверки, МПа, не более	0,4
Режим управления запорной арматурой	ручной
Режим работы СИКНС	непрерывный

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1023106	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ТР1.1.ТЧ

Лист

99

1	2
Класс взрывоопасной зоны	ВI-а
Количество измерительных линий, шт. (в том числе):	3
рабочая	2
контрольно – резервная (с возможностью использования в качестве рабочей при максимальном расходе)	1

3.3. Опросные листы на оборудование согласовать с Заказчиком – НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», производственным отделом по подготовке нефти ПАО «Сургутнефтегаз», главным метрологом ПАО «Сургутнефтегаз».

3.4. Режим работы СИКНС – постоянный, круглосуточный, круглогодичный с возможностью выполнения планово – предупредительных ремонтов с гарантированным резервом технологических и метрологических показателей.

3.5. Цвет нефтепроводов – белый RAL 9003 с опознавательной окраской – коричневый RAL 8011, не менее чем через 10 м. Фланцевые соединения, штурвалы задвижек – цвет красный RAL 3020.

3.6. Предусмотреть необходимые и удобные в эксплуатации технологические переходы, площадки и лестницы для безопасного обслуживания всего комплекса оборудования.

3.7. Материал трубопроводов принять в соответствии с временным перечнем ТУ, основных характеристик и области применения труб для капитального строительства, и капитального ремонта трубопроводов в ПАО «Сургутнефтегаз» утверждённым первым заместителем генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз» А.С.Нуряевым 31.01.2020 (приложение №1).

3.8. Материал соединительных изделий для трубопроводов принять в соответствии с ТУ 14-1-5598-2011 согласованными первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» А.С.Нуряевым от 14.06.2011 (приложение №2).

3.9. Диаметры трубопроводов принять в соответствии с технологической схемой СИКНС (приложение №3) и согласовать с генпроектной организацией «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз».

3.10. Применение основных технологических решений и оборудования требуется согласовать с Заказчиком и производственным отделом по подготовке нефти ПАО «Сургутнефтегаз» на стадии разработки конструкторской документации.

3.11. Предусмотреть опорожнение трубопроводов в закрытую систему дренажа Ду не менее 50 с отсекающими шаровыми кранами и быстроразъёмными соединениями для подключения спец техники для промывки и пропарки.

3.12. В качестве измерительного оборудования СИКНС предусмотреть применение кориолисовых расходомеров - счетчиков, установленных на трёх линиях – двух измерительных и одной контрольно – резервной. Технологическая схема должна предусматривать возможность включения контрольно – резервной измерительной линии, как последовательно с измерительными для выполнения поверки или контроля метрологических

Взам. инв. №		Подп. и дата		3.11. Предусмотреть опорожнение трубопроводов в закрытую систему дренажа Ду не менее 50 с отсекающими шаровыми кранами и быстроразъёмными соединениями для подключения спец техники для промывки и пропарки.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
				3.12. В качестве измерительного оборудования СИКНС предусмотреть применение кориолисовых расходомеров - счетчиков, установленных на трёх линиях – двух измерительных и одной контрольно – резервной. Технологическая схема должна предусматривать возможность включения контрольно – резервной измерительной линии, как последовательно с измерительными для выполнения поверки или контроля метрологических																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Инв. № подл.	1023106																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						</

характеристик расходомеров-счетчиков, так и параллельно для измерения количества нефти, а также контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на достоверность результатов. Измерительные линии должны быть пронумерованы и именованы следующим образом: измерительные линии – «Измерительная линия №1», «Измерительная линия №2», контрольно – резервная линия – «Контрольная линия». Наименования должны быть нанесены на трубопроводы измерительных линий красной краской.

3.13. На входе и выходе блока измерительных линий для определения давления и температуры предусмотреть датчик избыточного давления с погрешностью измерения 0,5 % манометры с погрешностью 0,6 % на каждой измерительной линии, преобразователь температуры с погрешностью 0,2 %, термометр ртутный с ценой делений 0,2 °С.

3.14. БИК должен содержать в своем составе:

- Для первой стадии эксплуатации СИКНС с содержанием воды в нефти до 85 % - полнопоточный влагомер с диапазоном измерения объемной доли воды от 0 % до 100 %, пределом допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 1,5$ %, выходным токовым сигналом 4-20 мА, вторичный прибор должен быть расположен в шкафу СОИ (модель согласовать с НГДУ «Сургутнефть» и ПАО «Сургутнефтегаз» до проведения тендера);

- Для второй стадии эксплуатации СИКН с содержанием воды в нефти до 4% - полнопоточный влагомер с диапазоном измерения объемной доли воды от 0 % до 6 %, пределом допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,1$ %, выходным токовым сигналом 4-20 мА, вторичный прибор должен быть расположен в шкафу СОИ (модель согласовать с НГДУ «Сургутнефть» и ПАО «Сургутнефтегаз» до проведения тендера);

- датчик избыточного давления пределом допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,5$ %, с местным индикатором, вид взрывозащиты «Взрывонепроницаемая оболочка» и выходным токовым сигналом 4-20 мА, в комплекте с вентильным блоком;

- термопреобразователь с видом взрывозащиты «Взрывонепроницаемая оболочка», пределом допускаемых значений основной приведенной погрешности погрешности не более $\pm 0,5$ % и выходным токовым сигналом 4-20 мА;

- автоматический пробоотборник «Отбор-А-Рслив» с устройством для ручного отбора проб, (или его обоснованный аналог с техническими характеристиками не ниже указанного) со смесителем потока (блок управления автоматическим пробоотборником должен быть расположен в шкафу СОИ управление автоматическим пробоотборником должно осуществляться системой управления СИКНС);

Исправная эксплуатация полнопоточного влагомера нефти и пробоотборника должна обеспечиваться во всем диапазоне расходов СИКНС.

3.15. Все средства измерений СИКНС должны быть укомплектованы свидетельством об утверждении типа средства измерений, описанием типа, методиками поверки, действующими свидетельствами о первичной поверке или содержать сведения о первичной поверке в паспортах или формулярах. Срок действия поверки – не менее 9 месяцев с момента отгрузки СИКНС покупателю. На средствах измерений должны быть установлены пломбы с клеймом поверителя при наличии соответствующих требований в

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ

эксплуатационной документации.

3.16. Запорную арматуру предусмотреть в виде стальных, фланцевых шаровых кранов производства Российской Федерации, при необходимости с ручными редукторами.

3.17. Управление технологическим процессом эксплуатации СИКНС должно быть реализовано в соответствии с техническими и технологическими параметрами приложения №3 и интегрировано в систему опасного производственного объекта, устойчиво, дистанционно и по месту автоматизированными способами.

3.18. Предусмотреть информационные стрелки красного цвета RAL 3020 с указанием направлений и таблички белого цвета (фон) RAL 9003 с указанием рабочих давлений, напряжения, технологических номеров чёрного цвета (надпись) RAL 9005

3.19. Запорно – регулирующая арматура должна быть снабжена табличками (бирками) размером 100 х 100 (мм) с указанием нумерации согласно технологической схемы, выполненных из пластика белого цвета (фон) RAL 9003, нумерация пропечатана на плоттере чёрного цвета (надпись) RAL 9005 с съёмным, пластиковым креплением на хомутах

3.20. Технологическую схему разработать в соответствии с требованиями НТД, действующих на территории Российской Федерации.

3.21. На трубопроводы должны быть нанесены указатели направления технологических потоков и цветовыми решениями в соответствии с технологическим назначением трубопроводов;

3.22. Предусмотреть указатели заземления электрооборудования.

3.23. В составе СИКНС предусмотреть:

- бирки с номерами запорной арматуры, с возможностью замены нумерации, согласно технологической схеме насосной;
- указатели заземления.

3.24. В состав поставки должны быть включены в соответствии с разделом 6 настоящих технических требований:

- эксплуатационная документация;
- инструкции по эксплуатации и ремонту.

4. ТРЕБОВАНИЯ К АВТОМАТИЗАЦИИ

4.1. Объём КИП должен обеспечивать 100 % дистанционный контроль и управление технологическим оборудованием из операторной. Перечень контролируемых параметров должен соответствовать перечню обязательных параметров, указанных в СТО 11-2016 (приложение №4).

СА и КИП должны:

- соответствовать условиям эксплуатации;
- иметь стандартный выходной (входной) сигнал 4-20 мА, сигнал типа «сухой контакт», сигнал +24 В, линейные шкалы в единицах измерения в соответствии с системой СИ;
- иметь предел измерения с 30 % запасом от максимальных значений измеряемых параметров;
- иметь предел допустимой погрешности 0,5 % диапазона измерения для

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1023106	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-TP1.1.TЧ					
----------------	--	--	--	--	--

Лист
102

датчиков давления и температуры, 1,5% для поточного влагомера первой стадии, 0,08% для поточного влагомера второй стадии, 2,5 % для остальных датчиков;

- обеспечивать безотказную работу в диапазоне температур от минус 10 °С до плюс 50 °С;

- соответствовать модельному ряду ПАО «Сургутнефтегаз» (приложение №5);

- соединяться кабелями, проложенными по металлоконструкциям в коробах, (отдельно от силовых кабелей) с обеспечением механической защиты кабеля от коробов до кабельных вводов металлорукавом в ПВХ изоляции;

- подключаться экранированными медными одножильными контрольными кабелями с поливинилхлоридной изоляцией, не распространяющей горение, в необходимых случаях проводами, шнурами, сечением жил 1 мм, с запасом жил не менее 10 %;

- комплектоваться паспортом.

4.2. Маркировку кабелей (проводов, шнуров) со стороны КИП и клеммных коробок применить типа КМК (РМН) производства Phoenix Contact или аналогичную с нанесением информации методом термопереноса;

4.3. Все КИП и СА должны быть заземлены в соответствии с требованиями ПУЭ;

4.4. Для подключения датчиков давления к технологическому оборудованию применить индивидуальные импульсные трубки, вентильные блоки и шаровые краны в местах отбора давления;

4.5. Клеммные коробки разместить на высоте не более 1,5 м. Клеммы использовать самозажимные, одноярусные и 10 % запасом. Клеммные коробки применить исполнения не ниже IP65. Количество свободных кабельных вводов в клеммных коробках должно быть достаточным для подключения внешних кабелей. Проходное отверстие кабельных вводов клеммных коробок должно обеспечивать подключение кабеля КВВГЭ14х1. Место расположения клеммных коробок согласовать с Заказчиком;

4.6. Система обработки информации (далее СОИ) должна содержать в своем составе:

- измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) (модель согласовывается до проведения тендера);

- автоматизированное рабочее место оператора СИКНС (АРМ);

- кабельный журнал по подключению линии связи между ИВК, АРМ и первичными преобразователями, датчиками.

4.7. СОИ СИКНС должна быть укомплектована барьерами искробезопасности в случае использования оборудования с типом взрывозащиты «искробезопасная цепь», средствами защиты от импульсных помех и средствами защиты от грозовых перенапряжений.

4.8. СОИ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

4.8.1. Обработку сигналов, поступающих от первичных преобразователей, измерение, вычисление параметров и передачу информации в корпоративную систему ПАО «Сургутнефтегаз» согласно перечню передаваемых параметров, (перечень согласовывается с Заказчиком). Значения величин, полученные по результатам лабораторных измерений, должны вводиться в контроллер ИВК вручную или через АРМ и храниться в памяти контроллера ИВК не менее 6 месяцев. Вычисление массы

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист
							103

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
------	---------	------	--------

нетто нефти должно осуществляться контроллером ИВК.

4.8.2. Контроль метрологических характеристик измерительных массометров по контрольному без нарушения процесса измерения массы нефти, с формированием протоколов по форме согласованной с НГДУ «Сургутнефть» и выводом их на печать. Каждое измерение должно запускаться оператором АРМ вручную, исключая нарушения технологического режима перекачки нефти с ДНС с УПСВ. Количество точек расхода, количество измерений в каждой точке расхода и продолжительность измерений при выполнении КМХ должны устанавливаться оператором с АРМ, но не более 3 точек и не более 5 измерений в каждой точке. Коэффициент преобразования массометров, полученный в процессе проведения КМХ, должен в ручном режиме записываться в память контроллера, для дальнейшего использования в алгоритме расчета. Алгоритм выполнения КМХ согласовать с заказчиком. Результаты КМХ должны оформляться по форме (приложение №6).

4.8.3. Автоматический отбор объединенной пробы нефти должен быть в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012.

4.8.4. Регистрацию и хранение результатов измерений (за период не менее 1 года), формирование журналов регистрации показаний СИКНС за задаваемый оператором интервал времени (сутки, несколько суток, месяц, несколько месяцев), паспортов качества нефти. Форма отчетных документов должна соответствовать приложениям №7, 8, 9, 10 настоящих технических требований, отчетные документы должны выводиться на печать.

4.8.5. Учёт и формирование журнала событий системы (переключения, предупредительная сигнализация, сообщения об ошибках системы и ее элементов). В формируемых сообщениях исключить формулировки «Авария», «Отказ».

4.8.6. Предусмотреть многоуровневое разграничение доступа персоналу ПАО «Сургутнефтегаз», обслуживающего СИКНС, ко всем параметрам, влияющим на результаты измерений и работу системы, без участия производителя СОИ.

4.8.7. Доступ ко всем функциям контроля и изменения метрологических параметров СИКНС через интернет-браузер по протоколу https как с ПЭВМ СИКНС, так и с любого ПЭВМ, подключенного к корпоративной компьютерной сети ПАО «Сургутнефтегаз». Веб-доступ должен быть без использования технологии Adobe Flash Player, Java applets, с возможным применением технологии HTML5 или иной технологии по согласованию с ПАО «Сургутнефтегаз». Доступ к функциям контроля и изменения метрологических параметров должен быть защищен паролями с двумя уровнями доступа (оператор и метролог). Функции, доступные для каждого из уровней доступа, оговариваются на этапе пусконаладочных работ.

4.8.8. Передачу информации между ПЭВМ СОИ и контроллером с панелью отображения информации по интерфейсу Ethernet.

4.8.9. Защиту информации и параметров, влияющих на результаты измерений, от несанкционированного доступа.

4.8.10. Передачу учетных данных по интерфейсу Ethernet протокол ModBus TCP.

4.8.11. Реализацию в контроллере с панелью отображения web сервер. Web страницы контроллера должны быть идентичны как по составу, так и по функционалу страницам АРМ СИКНС.

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	4.8.8. Передачу информации между ПЭВМ СОИ и контроллером с панелью отображения информации по интерфейсу Ethernet. 4.8.9. Защиту информации и параметров, влияющих на результаты измерений, от несанкционированного доступа. 4.8.10. Передачу учетных данных по интерфейсу Ethernet протокол ModBus TCP. 4.8.11. Реализацию в контроллере с панелью отображения web сервер. Web страницы контроллера должны быть идентичны как по составу, так и по функционалу страницам АРМ СИКНС.								
						17342-TP1.1.TЧ						Лист
												104
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

4.8.12. Габаритные размеры шкафа ИВК - ширина 800 мм, высота - 2100 мм, глубина - 800 мм. Место размещения шкафа ИВК - помещение щитовой КИП в операторной ДНС с УПСВ.

4.9. Программный комплекс, применяемый на базе ИВК, должен быть аттестован соответствующим ГНМЦ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в соответствии с требованиями МИ 2174-91, МИ 2955-2010, МИ 2676-2001.

4.10. Требования к терминальному комплексу. В состав терминального комплекса должно входить следующее оборудование:

4.10.1. Компьютер с пакетом прикладного и системного программного обеспечения, тип и марка должна соответствовать номенклатуре разрешенных для применения на объектах капитального строительства ПАО «Сургутнефтегаз».

4.10.2. Чёрно-белый лазерный принтер формата А4, тип и марка должна соответствовать номенклатуре разрешенных для применения на объектах капитального строительства ПАО «Сургутнефтегаз».

4.10.3. Внесение и просмотр параметров предусмотреть с АРМ и локальной панели или блока индикации размещенных на дверце шкафа СОИ. Тип и марка должна соответствовать номенклатуре разрешенных для применения на объектах капитального строительства ПАО «Сургутнефтегаз».

4.11. Кабельная продукция должна соответствовать ГОСТ IEC 60079-14-2011, ГОСТ 31565-2012, ГОСТ 1508-78, требованиям производителей СИ и СА и быть предназначенной для цепей управления, контроля, сигнализации и передачи данных.

4.12. МИ массы нетто сырой нефти должна быть разработана в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615-2005 (с изменением №1, 2) и ГОСТ Р 8.563-2009, на основании технического задания, оформленного производителем СИКНС в соответствии с приложением Б к ГОСТ Р 8.615-2005.

4.13. Раздел «Контроль погрешности результатов измерений» должен содержать методику контроля метрологических характеристик рабочих массометров по контрольному и контроль метрологических характеристик влагомера по мобильному влагомеру на месте эксплуатации (1 вариант) и по результатам лабораторных анализов (2 вариант).

4.14. В разделе «Выполнение измерений» должна быть отражена периодичность определения следующих параметров нефти:

- плотность нефти - непрерывно по показаниям массометров или один раз в сутки по объединенной пробе для СИКНС;

- объемная доля воды в сырой нефти - непрерывно с помощью поточного влагомера или один раз в сутки по объединенной пробе для СИКНС;

- содержание массовой доли хлористых солей и механических примесей - один раз в 3 месяца для СИКНС, для второго этапа - раз в сутки и дополнительно по ГОСТ Р 51 858 -2002;

- плотность подтоварной воды - один раз в 3 месяца.

4.15. Комплект всего программного обеспечения ПЭВМ и контроллера предоставить на электронном носителе.

4.16. На все программное обеспечение должна быть предоставлена лицензия со сроком действия не менее срока службы системы. Лицензии на все программное обеспечение должны быть выделены отдельной строкой в договоре поставки.

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	одинажды для электролитных батарей и механических примесей - один раз в 3 месяца для СИКНС, для второго этапа – раз в сутки и дополнительно по ГОСТ Р 51 858 -2002; - плотность подтоварной воды - один раз в 3 месяца. 4.15. Комплект всего программного обеспечения ПЭВМ и контроллера предоставить на электронном носителе. 4.16. На все программное обеспечение должна быть предоставлена лицензия со сроком действия не менее срока службы системы. Лицензии на все программное обеспечение должны быть выделены отдельной строкой в договоре поставки.					
							17342-TP1.1.TЧ		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				105

4.17. Предусмотреть источник бесперебойного питания с двойным преобразованием напряжения (далее - ИБП) обеспечивающий, в течение 30 минут после отключения основного электропитания, работу ИБК (в том числе полевого КИПиА) и терминального комплекса для правильного завершения работы программного обеспечения СИКНС. ИБП подобрать из модельного ряда, применяемого в ПАО "Сургутнефтегаз" (приложение 5). ИБП должен быть оснащен платой сетевого управления.

4.18. Все средства измерений и средства автоматизации должны применяться из перечня (приложение №7). Спецификация средств измерений и средств автоматизации, применяемых в составе СИКНС должна быть согласована с Заказчиком.

5. ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЮ

5.1. Электрооборудование должно соответствовать требованиям Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правил устройства электроустановок, Федеральному закону РФ от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», СТО 257-2013 «Энергосбережение и энергетическая эффективность. Организация работ по энергосбережению и повышению энергетической эффективности», а также другим требованиям действующих в Российской Федерации нормативно-технических документов, соответствовать ГОСТ Р 30852 - 2002 (часть 1) и иметь уровень взрывозащиты – «взрывобезопасное электрооборудование» (знак уровня 1), вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка (d)». Проектирование, выбор и монтаж электрооборудования и электроустановок, во взрывоопасных зонах выполнять в соответствии с требованиями ПУЭ, СП 423.1325800.2018, ГОСТ 60079-14-2011.

5.2. Питание электроприёмников системы измерения количества и параметров нефти сырой выполнить от сети 380 В силовых и 220 В контрольно-измерительных с системой заземления TN- S.

5.3. Во взрывоопасных зонах однофазные электроустановки должны быть защищены от токов КЗ. Для одновременного отключения фазного и нейтрального проводников должны применяться двухполюсные выключатели.

5.4. Предусмотреть магистраль заземления из полосовой стали 5х30(мм). Выполнить систему уравнивания потенциалов, присоединив к магистрали заземления трубы инженерных коммуникаций, кабельную продукцию, металлоконструкции, металлические корпуса электрооборудования.

5.5. Применить кабели с медными жилами, изоляцией, не поддерживающей горение и с цветовой маркировкой изоляции жил.

5.6. Предусмотреть внутреннюю электропроводку для однофазных потребителей трёхпроводной, для трёхфазных – пятипроводной медными кабелями марки ВВГнг с изоляцией, не распространяющей горение и не содержащих галогенов. Прокладку силовых кабельных линий 0,4 кВ и контрольных кабелей выполнить в металлических коробах с закрывающимися крышками, расположение предусмотреть вдоль стен производственного корпуса. Все короба должны быть надёжно заземлены.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1023106	
Подп. и дата	
Изм.	Кол.уч.
Лист	№ док.
Подп.	Дата

17342-ТР1.1.ТЧ						Лист
						106

5.7. Кабельные линии должны быть выведены на клеммные коробки вблизи подхода кабельной эстакады. Места установки требуется письменно согласовать с Заказчиком и генеральным проектировщиком «СургутНИПИнефть». Исполнение клеммных коробок должно соответствовать классу взрывоопасной зоны и виду климатического исполнения – УХЛ. Кабельные вводы для присоединения внешних кабелей должны располагаться с противоположной стороны клеммных коробок от вводов внутренних кабелей.

5.8. Фланцевые соединения трубопроводов должны быть зашунтированы перемычками в соответствии с п.8.3.4 ГОСТ 34396-2018.

5.9. Электрооборудование предусмотреть производства Российской Федерации или стран Евразийского Таможенного Союза.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ПОСТАВКЕ, КОМПЛЕКТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ

6.1. Конструкция СИКНС должна иметь габариты, позволяющие транспортировать его по железным и автомобильным дорогам России.

6.2. Представить Заказчику – НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»:

6.2.1. Предварительную комплектовочную ведомость (с расшифровкой: № места, марка конструкции, количество) – за 10 дней до отгрузки первого вагона;

6.2.2. Полный комплект паспорта в 2 экземплярах (в составе комплекта – паспорт СИКНС, чертежи КМ, КМД, уточнённая комплектовочная ведомость, описание технологии монтажа оборудования, сертификаты на металлоконструкции и материалы, гарантийные обязательства) – передать по акту представителю ПАО «Сургутнефтегаз» перед отгрузкой;

6.3. До начала работ по сборке СИКНС на заводе-изготовителе представить Заказчику на согласование полный набор конструкторской документации.

6.4. Каталоги запасных частей, техническую документацию, сертификаты и паспорта на все оборудования СИКНС передать Заказчику в полном объеме.

6.5. Приёмку оборудования осуществить на заводе – изготовителе при 100% монтаже оборудования, КИП и кабельной продукции.

6.6. Отгрузку осуществлять только после комиссионной приёмки СИКНС на заводе – изготовителе и письменного разрешения Заказчика – НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»: оформленного в виде двустороннего акта приёмки. Приёмку считать выполненной только после подписания акта и выполнения п. 6.10.

6.7. Отгрузку произвести в упаковке, защищающей от атмосферных осадков и обеспечивающей сохранность оборудования. Обозначить схему строповки, указать массу и центр тяжести.

6.8. Перед упаковкой все наружные неокрашенные поверхности должны быть законсервированы.

6.9. Заводская упаковка должна обеспечивать надежное крепление, сохранность и отсутствие повреждений составных частей изделия, при погрузке, транспортировке, выгрузке и хранении.

Инв. № подл. 1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 107
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

6.10. После монтажа и наладки должны быть проведены тестовые испытания в течение 72 часов, подтверждающие технические характеристики оборудования.

6.11. Предусмотреть проведение необходимых пусконаладочных работ и шеф. монтажа поставщиком.

6.12. Представить инструкции (руководство) по эксплуатации, ремонту и консервации оборудования СИКНС. Документы должны соответствовать требованиям п. 8 ст. 4 ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования».

6.13. В составе документации предоставить:

акты испытаний технологических трубопроводов на прочность и плотность, паспорта и сертификаты на запорную арматуру, приборы КИПиА, электрооборудование;

6.14. В состав поставки должны быть включены:

ЗИП на один год обслуживания;

ЗИП в виде крепежных элементов (шпильки, гайки, шайбы не менее 10 % от общего количества);

набор инструментов универсальный (рекомендуемый «Арсенал») для выполнения технического обслуживания и ремонта оборудования;

состав ЗИП должен быть согласован до тендера.

6.15. В составе блочной СИКНС заводу – изготовителю необходимо выполнить:

- информационные таблички и схемы с указанием рабочих давлений;
- технологическую схему СИКНС в отдельной рамке;
- бирки с номерами запорной арматуры согласно технологической схемы, с возможностью замены нумерации;
- указатели направления течения потоков нефти в виде стрелок на трубопроводах красного цвета RAL 3020;
- указатели заземления.

6.16. В составе документации СИКНС предоставить:

- эксплуатационную документацию;
- инструкцию по эксплуатации и ремонту;
- сертификат (свидетельство) об утверждении типа средства измерения для СИКНС в целом, с описанием типа и методикой поверки;
- заключение о метрологической экспертизе проектной документации;
- сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности на технические устройства СИКНС;
- заключение об экспертизе промышленной безопасности на СИКНС;
- аттестованную методику измерений массы нефти;
- свидетельство об аттестации методики измерений массы нефти;
- свидетельство о метрологической аттестации программного комплекса СОИ, об аттестации алгоритма вычислений;
- инструкцию по эксплуатации СИКНС, руководства оператора и программиста;
- перечень параметров с описанием протокола для системы верхнего уровня;
- паспорта, формуляры, руководства по эксплуатации, свидетельства о поверке со сроком действия не менее 9 месяцев на момент отгрузки СИКНС, свидетельства или сертификаты об утверждении типа, описания типа и

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	17342-ТР1.1.ТЧ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					108

методики поверки всех средств измерений, применяемых в составе СИКНС;

- паспорт автоматического пробоотборника;
- материалы испытания СИКНС;

- акты испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность, паспорта и сертификаты на задвижки, приборы КИПиА, электрооборудование (документация должна быть выполнена в двух экземплярах и соответствовать требованиям ГОСТ Р 2.601-2019);

6.17. Документация по программным средствам должна соответствовать по составу и содержанию требованиям ГОСТов, входящих в «Единую систему программной документации». Копия программного обеспечения СИКНС для восстановления системы в случае сбоя должна прилагаться на компакт-диске или ином электронном носителе.

7. ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ОБЯЗАТЕЛЬНОГО ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ПОСТАВЩИКАМИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПСД И ПРОХОЖДЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОЕКТА

7.1. После проведения тендера в течение 30 дней представить Заказчику и организации - генеральному проектировщику «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» исходные данные:

- чертёж общего вида с привязкой входных/выходных патрубков с типоразмерами;
- чертежи с планами, разрезами, высотными отметками основных конструкций с изображением несущих и ограждающих конструкций, указанием относительных высотных отметок уровней конструкций, полов, низа балок и других элементов конструкций;
- гидравлическую и технологическую схемы с перечнем оборудования;
- задание на проектирование фундамента;
- описание системы автоматизации;
- схемы автоматизации, принципиальные и схемы соединений.

7.2. Подраздел проектной документации завода-изготовителя «Система электроснабжения» должен содержать информацию согласно перечню:

- схемы электрические принципиальные с указанием типа электрооборудования, мощности электроприемников. На схемах электрических принципиальных указать значения установленной и расчетной мощностей, расчетный ток, коэффициент мощности;
- план заземления и уравнивания потенциалов, молниезащиты, защиты от статического электричества, заноса высоких потенциалов (дать полное описание данных систем);
- план расстановки и электроснабжения силового электрооборудования;
- план с указанием места размещения вводных коробок, вводных патрубков для ввода силовых и контрольных кабелей, места вывода проводников заземления. План предоставить с привязками и отметками высоты размещения;

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	17342-ТР1.1.ТЧ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					109

– пояснительная записка должна содержать: требования к обеспечению безопасной эксплуатации систем электроснабжения и электрооборудования;

– требования к способам проведения мероприятий по техническому обслуживанию электроустановок объекта;

– мероприятия по техническому обслуживанию электроустановок;

– минимальную периодичность осуществления проверок, осмотров и освидетельствований состояния электроустановок;

– сведения о значениях эксплуатационных нагрузок на технологическое оборудование и устройства, которые недопустимо превышать в процессе эксплуатации.

7.3. Представить Заказчику при отгрузке следующую документацию:

- паспорта и сертификаты на электрооборудование, осветительную аппаратуру, коммутационную аппаратуру и материалы.

- сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности на оборудование.

- акты испытаний технологических трубопроводов, паспорта и сертификаты на запорную арматуру.

- заключение о метрологической экспертизе проектной документации;

- заключение о промышленной безопасности;

- аттестованную методику измерений массы нефти;

- свидетельство об аттестации методики выполнения измерений массы нефти;

- техническое задание на разработку методики измерений массы нефти,

оформленное производителем в соответствии с приложением Б к ГОСТ Р 8.615-2005;

- свидетельство о метрологической аттестации программного комплекса СОИ;

- аттестованную методику пробоотбора;

- материалы испытания СИКНС;

7.4. Документация завода – изготовителя должна быть представлена на бумаге и электронном носителе (лазерный диск) в 2-х экземплярах и соответствовать требованиям ГОСТ Р 2.601-2019 ЕСКД. «Эксплуатационные документы» РД 34-50.698-90 и ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 34.601-90.

7.5. Вся предоставляемая документация должна быть выполнена на русском языке.

8. НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ

8.1. Полный срок службы СИКНС должен быть не менее 20 лет.

8.2. Установить гарантийный срок эксплуатации для оборудования СИКНС, в том числе электрического и КИПиА – 3 года с даты ввода в эксплуатацию.

8.3. Все требования указанные в приложениях 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 дополняют данные технические требования на изготовление и поставку оборудования и являются их неотъемлемой частью.

8.4. Изменения и отступления от данных технических требований без письменного согласования Заказчика не допускаются.

8.5. Срок восстановления работоспособности СОИ СИКНС после сбоя программного обеспечения – не более 1 минуты.

8.6. Время работы СИКНС без внешнего источника энергоснабжения – не менее 30 минут работы при полном исчезновении напряжения.

Изм. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ТР1.1.ТЧ

Лист

110

8.7. Оборудование СОИ СИКНС должно быть устойчиво к воздействию внешних магнитных полей, постоянных или переменных с частотой сети с напряженностью до 400 А/м. СОИ СИКНС должна сохранять работоспособность при воздействии промышленных радиопомех по нормам 8-72 «Общесоюзных норм допустимых промышленных радиопомех».

Заместитель начальника
по подготовке нефти
НГДУ «Сургутнефть»
ПАО «Сургутнефтегаз»



О.И.Стальмаков
12.05.2020

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер
НГДУ «Сургутнефть»
ПАО «Сургутнефтегаз»



Л.А.Шарко

Заместитель главного инженера –
начальник технического управления
ПАО «Сургутнефтегаз»



Д.Н.Олейник
03.07.2020

Главный энергетик –
начальник управления энергетики
ПАО «Сургутнефтегаз»



М.Г.Зенков

Начальник производственного
отдела по подготовке нефти
ПАО «Сургутнефтегаз»



А.П.Корнейчук

Заместитель начальника управления
капитального строительства
производственных объектов
ПАО «Сургутнефтегаз»



С.Е.Петров

Главный метролог –
начальник метрологического отдела
ПАО «Сургутнефтегаз»



В.П.Сухарев

Главный инженер
«СургутНИПИнефть»
ПАО «Сургутнефтегаз»



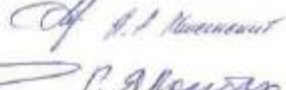
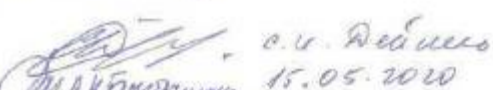
А.П.Пестряков

Главный метролог
НГДУ «Сургутнефть»
ПАО «Сургутнефтегаз»



А.Н.Скачко

(продолжение подписей на следующем листе)

15.05.2020

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
1023106

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ТР1.1.ТЧ

Лист

111

Приложение Б
(справочное)

Копия технических требований на изготовление и поставку блочного здания операторной для объекта «Станция нефтенасосная дожимная с установкой предварительного сброса воды (УПСВ). Туканский участок недр»

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер –
первый заместитель
генерального директора
ПАО «Сургутнефтегаз»

А.Н.Буланов
«26» «01» 2022 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
на изготовление и поставку блочного здания
операторной для объекта «Станция нефтенасосная дожимная
с установкой предварительного сброса воды (УПСВ).
Туканский участок недр».

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.1. Операторная предусмотрена для строительства на Туканском участке недр, Нефтеюганского района, Ханты – Мансийского автономного округа (ХМАО) – Югра, Тюменской области.

1.2. Операторная станции нефтенасосной дожимной №1 с установкой предварительного сброса воды (ДНС-1 с УПСВ) Туканского участка недр предназначена для работы обслуживающего персонала, размещения вторичных средств контроля - измерительной приборов, вычислительной техники и электроприборов управления оборудованием объекта.

1.3. Здание операторной должно соответствовать габаритным размерам 12 500 x 15 000 x 5 000 (мм).

1.4. Высоту в чистоте (от пола до потолка) в помещении операторной предусмотреть не ниже 3 000 мм.

1.5. Операторная должна соответствовать требованиям норм, действующим на территории России.

1.6. Поставка должна быть полнокомплектной с максимально смонтированными инженерными системами. Условия поставки при заключении Договора. Исключить возможность аутсорсинга.

1.7. Всё оборудование, входящее в состав операторной, должно иметь сертификаты соответствия и соответствовать требованиям технических регламентов таможенного Союза, выданные установленным на территории России порядком.

1.8. Операторная должна быть спроектирована и изготовлена в соответствии с требованиями Российских Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ Ростехнадзора №534 от 15.12.2020 г. зарегистрировано в Минюсте России 29 декабря 2020 г. № 61888), «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», «Правил устройства электроустановок» 7-ое издание, «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», Федеральных Законов от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности», от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о

1

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	регламентов таможенного Союза, выданные установленным на территории России порядком. 1.8. Операторная должна быть спроектирована и изготовлена в соответствии с требованиями Российских Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ Ростехнадзора №534 от 15.12.2020 г. зарегистрировано в Минюсте России 29 декабря 2020 г. № 61888), «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», «Правил устройства электроустановок» 7-ое издание, «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», Федеральных Законов от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности», от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о							
1023106			1							
									17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
										112
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

требованиях пожарной безопасности», от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий, сооружений», от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» и другим нормативным документам, а также настоящим техническим требованиям.

1.9. Конструкторскими и техническими решениями требуется обеспечить безаварийную работу объектов эксплуатации, безопасность, санитарно – гигиенические, высокие эргономические требования и условия труда работающих, в соответствии с действующими нормативными документами.

1.10. Гигиенические требования к микроклимату помещений операторной предусмотреть в соответствии с требованиями СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» и ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» (с изм.№1).

2. КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕГИОНА

- 2.1. min температура воздуха, обеспеченностью 0,98 – минус 47 °С;
- 2.2. max температура воздуха – плюс 35 °С;
- 2.3. температура наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 – минус 40 °С;
- 2.4. барометрическое давление воздуха расчётное – 760 мм рт.ст.;
- 2.5. ветровая нагрузка (II ветровой район) – 30 кгс/м²;
- 2.6. снеговая нагрузка (V снеговой район) – 320 кгс/м².

3. ТРЕБОВАНИЯ КОНСТРУКТИВНЫЕ

3.1. Операторная должна быть изготовлена в блочном исполнении, заводской готовности к эксплуатации и состоять из следующих помещений в соответствии с планом приложения №1 (компоновку дополнительно согласовать с Заказчиком при разработке конструкторской документации).

3.2. Требования по пожарной безопасности к зданию операторной:

- степень огнестойкости – IV;
- класс конструктивной пожароопасности – С0;
- категория по взрывопожарной и пожарной опасности принять по

СП 12.13130.2009* и определить расчетом.

3.3. Класс энергетической эффективности операторной – В, со снижением нормируемого удельного энергопотребления на цели отопления и вентиляции по отношению к базовому уровню на 15 %.

3.4. Наружная дверь операторной должна быть стальной, укомплектована замком внутренней установки, плотно закрывающейся с фиксатором и доводчиком. Укомплектовать запором, обеспечивающим возможность свободного открывания её изнутри без ключа.

3.5. Предусмотреть проектом санитарно - бытовые условия согласно СП 44.13330.2011 «Административные и бытовые здания».

Изм. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>снизением нормируемого удельного энергопотребления на цели отопления и вентиляции по отношению к базовому уровню на 15 %.</p> <p>3.4. Наружная дверь операторной должна быть стальной, укомплектована замком внутренней установки, плотно закрывающейся с фиксатором и доводчиком. Укомплектовать запором, обеспечивающим возможность свободного открывания её изнутри без ключа.</p> <p>3.5. Предусмотреть проектом санитарно - бытовые условия согласно СП 44.13330.2011 «Административные и бытовые здания».</p>					
				2					
								17342-TP1.1.TЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				113

3.6. Потолок должен быть без выступающих конструкций, подвесной: реечный из алюминиевого сплава – в санузле, тамбуре и тепловом пункте, «Армстронг» в остальных помещениях.

3.7. Покрытие пола в санузле – керамическая плитка, в остальных помещениях кварцевиниловая плитка на теплоизолирующей основе. Покрытие пола в тепловом пункте выполнить согласно СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов» – керамическая плитка.

3.8. Для отделки стен и потолков на путях эвакуации применять материалы с пожарной опасностью не ниже чем: Г2, В2, Д3, Т2, РП2 в соответствии с требованиями ч.11 ст.13, ч.6 ст.134, табл.3, табл.28 ФЗ №123-ФЗ. Для покрытия полов на путях эвакуации применять материалы с пожарной опасностью не ниже чем: В2, РП2, Д3, Т2 в соответствии с требованиями п.4.3.2 СП 1.13130.2009*

3.9. В помещениях электрощитовой, щитовой КИПиА и операторного зала предусмотреть скрытую прокладку силовых и контрольных кабелей с устройством подпола. Предусмотреть устройство полов во всех помещениях здания на одном уровне с помещениями электрощитовой, щитовой КИПиА и операторного зала (без пандусов или ступеней). Предусмотреть съемные перекрытия из материалов НГ над кабельным пространством для кабельных проводок. Перекрытия должны иметь приспособления для подъема. Масса отдельного поднимаемого вручную элемента перекрытия не должна превышать 50 кг.

3.10. В операторном зале предусмотреть трубы в полу (Ди не менее 50 мм) для скрытой прокладки силового и контрольного кабелей (раздельно) от щитовой КИПиА до места размещения столов с автоматизированными рабочими местами (АРМ ДНС-1 с УПСВ, СИКНС, УПСВ, КНС, ОПС, СОТ, ППН). АРМ не входит в комплект поставки. Предусмотреть отдельные кабельные вводы в помещение щитовой КИП и А и электрощитовой из цоколя.

3.11. Согласно ст.87, табл.21 Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» предел огнестойкости несущих стен, колонн и других несущих элементов должен быть не менее R15, наружных ненесущих стен не менее E15, чердачного перекрытия не менее REI15. Данная информация должна быть отражена в паспорте на здание. Так же в паспорте завода-изготовителя необходимо указать, чем достигается предел огнестойкости несущих конструкций не менее R15 с учетом приведенной толщины металла в соответствии с требованиями СП 2.13130.2012 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты».

3.12. Стеновые панели должны быть изготовлены бескаркасными из профилированного, окрашенного, оцинкованного листа толщиной не менее (для чердачных 0,7 мм, для стеновых 0,5 мм) с полимерным покрытием «Полиэстер» и базальтовым утеплителем фактической плотностью: панели чердачного перекрытия не менее 135 кг/м³, стена - 115 кг/м³, толщиной не менее 100 мм. Приведенное сопротивление теплопередачи ограждающих конструкций (включая двери, стеновые, панели чердачного перекрытия) принять согласно СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» и должно быть отражено в паспорте здания. Конструкции металлокаркаса предусмотреть из стали согласно требованиям СП 16.13330.2011 «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*».

3

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>(для чердачных 0,7 мм, для стеновых 0,5 мм) с полимерным покрытием «Полиэстер» и базальтовым утеплителем фактической плотностью: панели чердачного перекрытия не менее 135 кг/м³, стена - 115 кг/м³, толщиной не менее 100 мм. Приведенное сопротивление теплопередачи ограждающих конструкций (включая двери, стеновые, панели чердачного перекрытия) принять согласно СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» и должно быть отражено в паспорте здания. Конструкции металлокаркаса предусмотреть из стали согласно требованиям СП 16.13330.2011 «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*».</p> <p>3</p>

3.13. Кровельные элементы расположить в соответствии с чертежами на ограждающие конструкции заводов-поставщиков зданий. Учесть нагрузку на крышу с учётом необходимости её обслуживания в процессе эксплуатации. Вынос карниза от плоскости стены должен составлять не менее 600 мм. (п. 9.3. СП 17.13330.2011). Предусмотреть цоколь - обшивку свайного основания из профилированного, оцинкованного, окрашенного листа толщиной не менее 0,5 мм с установкой запираемой дверцы для доступа под здание операторной. Технические условия на изготовление стеновых панелей и панелей чердачного перекрытия согласовать с Заказчиком в течение 30 дней после проведения тендера.

3.14. Кровля должна быть герметичной, обеспечивать скатывание осадков (воды) и обеспечить сток талых вод в проливневую канализацию. Покрытие кровли должно обеспечивать устойчивость к солнечной радиации и быть морозостойким.

3.15. Предусмотреть пожарную лестницу на кровлю и в чердачное помещение согласно ГОСТ Р 53254-2009 «Техника пожарная. Лестницы пожарные наружные стационарные. Ограждения кровли. Общие технические требования. Методы испытаний».

3.16. Metalлоконструкции прогонов, наружных металлических лестниц, в том числе пожарных лестниц, перильное ограждение и их крепления к металлокаркасу здания, козырька, ограждение кровли, должны быть защищены от коррозии методом горячего цинкования, либо выполненные из оцинкованной стали. Болты, гайки, шайбы для крепления оцинкованных конструкций поставляются оцинкованными, с толщиной покрытия 6 мкм (по ГОСТ 9.303-84). Самонарезающие винты поставляются с антикоррозийным покрытием.

3.17. Стены операторной должны быть выполнены из цельных панелей, без горизонтальных вставок. Стыки между блоками должны быть герметично закрыты без видимых швов.

3.18. Высоту чердачного помещения спланировать не менее 1 500 мм. с учетом размещения под кровлей вытяжных вентиляторов и дальнейшего их обслуживания. Предусмотреть доступ в чердачное помещение с помощью стационарной лестницы и запираемой дверцы. Дополнительно для вентиляции чердачного помещения установить два фронтовых окна с жалюзийными решётками.

3.19. Предусмотреть вывод вентиляционных коробов (вытяжных воздуховодов и фанового стояка или вентиляционного клапана) через кровлю. Обеспечить герметичное примыкание вентиляционных коробов с кровлей. Вентиляционные шахты оборудовать зонтиками для защиты от осадков. Предусмотреть утепление фанового стояка (вентиляционного клапана) для предотвращения образования наледи от конденсата.

3.20. Предусмотреть устройство огнезадерживающих противопожарных клапанов, установленных на воздуховодах у противопожарных преград.

3.21. Metalлоконструкции козырька, лестниц, площадок, ограждений выполнить из оцинкованных облёгчённых гнутых профилей. Metalлоконструкции площадки крыльца, ступеней выполнить из оцинкованного решетчатого настила из полос на ребро.

3.22. Конструкции лестницы на путях эвакуации из здания выполнить со следующими параметрами: уклон лестницы 45 градусов (1:1), ширина

4

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист	
								115

Изм.	Кол.уч
------	--------

ступени, не менее 25 см, высота ступени, не более 22 см с внутренним уклоном 2 – 5 градуса.

3.23. Окраска здания:

3.23.1. Внутри операторной:

- стены, потолок, двери – цвет белый RAL 9003;

3.23.2. Снаружи здания:

- цоколь «Синие небо» – RAL (5015);

- стены снаружи на высоте от цоколя цвет белый – RAL 9003.

- площадка крыльца, лестницы:

- перила цвет светло – серый RAL 7047;

- верхняя часть перил красного цвета RAL 3020;

- просечка коричневого цвета RAL 8011.

3.23.3. На фасадной части здания выполнить логотипы (знаки) –

ОАО «Сургутнефтегаз» - 1 шт. Надпись в две строки «Операторная ДНС-1 с УПСВ – 1-ая, НГДУ «Сургутнефть» – 2-я, чёрного цвета RAL 9005.

3.23.4. Кровля здания:

- кровля цвет «Синие небо» – RAL 5015;

- козырьки цвет «Синие небо» – RAL 5015;

- фасонные элементы цвет «Синие небо» – RAL 5015;

На одной стороне кровли на всю длину и ширину одним шрифтом и размером выполнить надпись ОАО «Сургутнефтегаз» цвет белый RAL 9003 и логотип (знак) ОАО «Сургутнефтегаз», на второй половине надпись НГДУ «Сургутнефть» ДНС - 1 с УПСВ цвет белый RAL 9003.

3.24. Цветовые решения (размер, расположение логоблоков) дополнительно согласовать с Заказчиком на стадии проектирования. Направить в адрес Заказчика – НГДУ «Сургутнефть» на согласование цветные чертежи модели здания в течение 30 дней после проведения тендера.

3.25. Окна предусмотреть металлопластиковые энергоэффективные с тройным остеклением, пятикамерными пластиковыми с металлическим сердечником (алюминиевым) профилями, с наличием отражающего слоя, с обычным открыванием, фиксаторами и москитной сеткой и вертикальными жалюзи. Окна должны иметь коэффициент приведенного сопротивления теплопередаче не менее $0,64 \text{ м}^2 \times ^\circ\text{C}/\text{Вт}$. До низа окон от пола должно быть не менее 700 мм. Высота окна не менее 1 500 мм. Расположение оконных рам и их габариты дополнительно согласовать с Заказчиком на стадии разработки конструкторской документации.

3.26. Отделочные материалы перегородок в тепловом пункте – металлическая окрашенная облицовка панелей в остальных помещениях – пластиковые панели в соответствии с назначением и противопожарными требованиями или гипсокартон.

3.27. Минимальная ширина дверного проёма 800 мм в свету. Согласно СП 1.13130.2009 необходимо предусмотреть высоту эвакуационных выходов в свету не менее 1 900 мм. Двери и их размеры не должны затруднять транспортирование шкафов размером 2 200 x 1 000 x 800 (мм). Все двери оснастить доводчиками, дверными ручками, врезными замками, двери тамбура и коридора дополнительно оснастить фиксаторами открытия, ограничителями.

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	3.27. Минимальная ширина дверного проёма 800 мм в свету. Согласно СП 1.13130.2009 необходимо предусмотреть высоту эвакуационных выходов в свету не менее 1 900 мм. Двери и их размеры не должны затруднять транспортирование шкафов размером 2 200 x 1 000 x 800 (мм). Все двери оснастить доводчиками, дверными ручками, врезными замками, двери тамбура и коридора дополнительно оснастить фиксаторами открытия, ограничителями.						5	Лист
		17342-TP1.1.TЧ						116			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

3.28. Все двери, за исключением входной, предусмотреть металлопластиковыми (из алюминиевого сплава), устойчивыми к механическим воздействиям, прочными, плотно закрывающимися с врезными замками повышенной устойчивости к воздействию при открытии и закрытии. Полотно дверей должно быть без стекла.

3.29. Предусмотреть организацию переходов в помещении. Учесть направления открывания дверей с учётом удобства размещения и ограничения пространства радиусом поворота двери и обеспечения безопасной эвакуации персонала. Высота эвакуационных выходов в свету должна быть не менее 1,9 м, ширина выходов в свету - не менее 0,8 м. Во всех случаях ширина эвакуационного выхода должна быть такой, чтобы с учетом геометрии эвакуационного пути через проем или дверь можно было беспрепятственно пронести носилки с лежащим на них человеком, согласно п.4.2.5 СП 1.13130.2009*.

3.30. Операторную укомплектовать первичными средствами пожаротушения - огнетушителями ОП – 8 (3) - 3 шт., расположить на полу с обязательной фиксацией от возможного падения при случайном воздействии. На стене установить указательные знаки пожарной безопасности согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001 для обозначения места нахождения огнетушителей.

3.31. В помещении операторной предусмотреть противопожарный трубопровод Ду 50 мм с установкой сертифицированного пожарного крана снабженного пожарными рукавом и стволом. Пожарный кран следует установить таким образом, чтобы отвод, на котором он расположен, находился на высоте $(1,35 \pm 0,15)$ м над полом помещения.

3.32. Место подключения трубопровода выполнить в тепловом пункте. Для размещения пожарного крана с пожарными рукавом и стволом установить встроенный в стену пожарный шкаф, выполненный согласно ГОСТ Р 51844-2009.

3.33. В операторном зале и комнате мастера ПСН предусмотреть установку ящиков для хранения 50 ключей настенного исполнения глубиной не более 100 мм заводского исполнения.

3.34. В кабинете мастера ПСН предусмотреть места для установки: стола офисного с выдвижными полками (с доводчиками) – 2 шт., стульев офисных – 2 шт., кресла офисного – 2 шт., шкафов для хранения документации – 4 шт.

3.35. В комнате приема пищи разместить места для установки: электроплиты 4-х конфорочной, печи микроволновой СВЧ, холодильника, кулера напольного, чайника электрического 2,0 л., стола обеденного, стульев – 4 шт., кухонного шкафа с мойкой и смесителем, кухонного шкафа с посудой, разделочного стола. Установить мойку и вытяжку над электроплитой;

3.36. В раздевалке предусмотреть и установить: шкафы для одежды и обуви – 24 шт. заводского исполнения и вытяжкой (тип и изготовителя дополнительно согласовать с Заказчиком), а так же общую с принудительным включением канального вентилятора для обеспечения установленного микроклимата в помещении.

3.37. В сушилке предусмотреть и установить: шкафы для сушки спецодежды и спецобуви – 6 шт. заводского исполнения и вытяжкой (тип и

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>обуви – 24 шт. заводского исполнения и вытяжкой (тип и изготовителя дополнительно согласовать с Заказчиком), а так же общую с принудительным включением канального вентилятора для обеспечения установленного микроклимата в помещении.</p> <p>3.37. В сушилке предусмотреть и установить: шкафы для сушки спецодежды и спецобуви – 6 шт. заводского исполнения и вытяжкой (тип и</p>					
		17342-TP1.1.TЧ						Лист	
								117	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

изготовителя согласовать с Заказчиком) вытяжку с принудительным включением канального вентилятора.

3.38. В сан. узле установить: унитаз, вытяжку с принудительным включением канального вентилятора.

4. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА, ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ

4.1. Проектирование раздела «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» производить в соответствии с СП 60.13330.2012, СП 44.13330.2011, СП 7.13130.2013, СП 50.13330.2012 и СП 1.13130.2009. Вентиляцию всех помещений операторной выполнить с соблюдением требований энергоэффективности. Предусмотреть отключение системы с механическим побуждением при пожаре. Согласно требованиям п.7.2 (е) СП 7.13130.2013 «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требования пожарной безопасности» из помещения операторного зала предусмотреть удаление продуктов горения при пожаре системами вытяжной противодымной вентиляции. Для удаления продуктов горения из помещения операторного зала применить вытяжную систему с естественным побуждением через шахту с дымовым клапаном согласно п.7.10 СП 7.13130.2013. Площадь остекления определить проектом.

4.2. Предусмотреть системы приточно-вытяжной вентиляции с механическим побуждением. Теплоснабжение приточных установок принять водяное (от теплосети) с предподогревом наружного воздуха в электрокалориферах. Воздухозаборный клапан в приточных установках принять в северном исполнении (с периметральным обогревом). В вытяжных системах предусмотреть клапаны с электроприводом для предотвращения попадания холодного воздуха на вентилятор во время отключения систем. Открытие клапана заблокировать с включением вентилятора.

4.3. В качестве системы кондиционирования помещения серверной, операторной предусмотреть установку сплит системы адаптированную для работы в круглогодичном режиме с резервом. В помещении операторной (операторный зал, кабинет мастера, помещение щитовой КИП и А) предусмотреть установку сплит - системы с инвертором MSZ-GC производства Mitsubishi Electric или согласованный аналог

4.4. Обеспечить микроклимат в операторной по ГОСТ 12.1.005-88 п.1.4

- относительная влажность 40 - 60 %;
- скорость движения воздуха не более 0,1 м/с;
- содержание пыли в воздухе не более 2 мг/м³;
- температура внутри помещения плюс 22 - 24 °С при минимальной температуре окружающего воздуха.

4.5. В местах прокладки трубопроводов тепловых сетей, водоснабжения и канализации через стены предусмотреть установку гильз которые должны быть герметизированы сальниковым уплотнением. Трубопроводные сети должны быть закрыты съемными коробами или фальш-панелями с цветом соответствующим основным конструктивным элементам стен и полов согласно п. 3.7, 3.8 и 3.23.1 данных технических требований.

7

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	- температура внутри помещения плюс 22 - 24 °С при минимальной температуре окружающего воздуха.					
				4.5. В местах прокладки трубопроводов тепловых сетей, водоснабжения и канализации через стены предусмотреть установку гильз которые должны быть герметизированы сальниковым уплотнением. Трубопроводные сети должны быть закрыты съемными коробами или фальш-панелями с цветом соответствующим основным конструктивным элементам стен и полов согласно п. 3.7, 3.8 и 3.23.1 данных технических требований.					
				7					
				17342-TP1.1.TЧ					
				Лист					
				118					

4.6. Помещения операторной (комната приёма пищи, раздевалка, сан. узел) оборудовать управляемой системой принудительной вентиляции.

4.7. Уровень шума (СН 2.2.4/2.1.8.562-96) на рабочих местах в помещениях цехового управленческого персонала, не более 60 дБА, в производственных помещениях, не более 80 дБА.

4.8. Уровень вибрации в помещениях должен соответствовать требованиям СН 2.2.4/2.1.8.566-96 и не должен превышать 100 дБ.

4.9. Концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны (ГН 2.2.5.1313-03), не выше ПДК.

4.10. Уровень электромагнитных излучений (СанПиН 2.2.4.1191-03), не более 5 кВт/м по ЭП, не более 100 мкТл по МП.

4.11. Теплоснабжение операторной выполнить от наружных тепловых сетей с параметрами теплоносителя плюс 95/70 °С. Давление в точках подключения: $P_1 = 0,40$ МПа, $P_2 = 0,35$ МПа.

4.12. В качестве запорной арматуры применить стальные шаровые краны Российского производства согласованные с Заказчиком.

4.13. Предусмотреть мойку в комнате приёма пищи и умывальник в кладовой. Слив организовать в канализационную систему операторной с установкой гидрозатвора.

4.14. Для горячего водоснабжения мойки и умывальника предусмотреть установку водонагревателя накопительного типа с электрическим ТЭНом Российского производства, обеспечивающего подогрев воды. Производительность, мощность и объём водонагревателя определить проектной документацией.

4.15. Для обогрева вывода самотечной хозяйственной канализации из операторной, в тепловом пункте предусмотреть вывод теплоспутника.

4.16. Для подключения объекта к наружным тепловым сетям предусмотреть автоматизированный индивидуальный тепловой пункт.

4.17. Требования к тепловому пункту:

- на вводе предусмотреть балансирующий вентиль Российского производства;

- на вводе перед секющей арматурой, для проведения ремонтных работ, предусмотреть байпасную линию между подающим и обратным трубопроводами теплоснабжения с установкой двух шаровых кранов и дренажного устройства между ними;

- предусмотреть манометры марки МПЗ-4У2 и показывающие термометры на основных разводящих трубопроводах системы отопления в соответствии с правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок (в качестве трёхходовых кранов под манометры применить арматуру производства ЗАО «Данфосс»);

- предусмотреть грязевики;

- на подающем трубопроводе предусмотреть установку расходомера типа ВРТК-2000-К производства ЗАО «ИВК – САЯНЫ»;

- трубопроводы отопления, холодного и горячего водоснабжения должны быть теплоизолированы изоляцией из вспененного синтетического каучука Kairflex или вспененного полиэтилена;

- предусмотреть возможность опорожнения трубопроводов системы отопления, хозяйственно - питьевого водоснабжения в канализацию;

- в качестве трубопроводов отопления применить стальные трубы.

8

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	1023106							Лист
				17342-TP1.1.TЧ						
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

- на подающем трубопроводе предусмотреть установку расходомера типа ВРТК-2000-К производства ЗАО «ИВК – САЯНЫ»;

- трубопроводы отопления, холодного и горячего водоснабжения должны быть теплоизолированы изоляцией из вспененного синтетического каучука Kaiflex или вспененного полиэтилена;

- предусмотреть возможность опорожнения трубопроводов системы отопления, хозяйственно - питьевого водоснабжения в канализацию;

- в качестве трубопроводов отопления применить стальные трубы.

8

4.18. Требования к системе отопления:

- система отопления операторной – двухтрубная, с попутным движением теплоносителя. Диаметр трубопроводов подобрать по расчётной тепловой нагрузке и из расчёта гидравлических потерь. В качестве отопительных приборов применить алюминиевые радиаторы с количеством секций достаточным для обеспечения требуемой теплопередачи и поддержания комфортного микроклимата внутри всех комнат здания операторной в условиях минимальной температуры указанной в разделе 2. Вид установки – открытый;

- на каждом отопительном приборе запроектировать термостатический регулятор, секую и дренажную запорную арматуру;

- предусмотреть возможность удаления воздуха из системы отопления через автоматические воздухоотводчики;

- на трубопроводах теплоносителя в местах пересечения внутренних стен и перегородок предусмотреть гильзы из несгораемых материалов, обеспечивающих свободное перемещение труб при изменении температуры теплоносителя.

- в помещениях щитовой КИП и А и электрощитовой регистры отопления не устанавливать. Предусмотреть электрообогрев с отдельным терморегулятором. Тип нагревателей и терморегулятора согласовать перед проведением тендера.

4.19. В тамбуре здания предусмотреть 2 радиатора отопления или установку управляемой по месту тепловой завесы.

4.20. При проектировании системы хозяйственно - питьевого водоснабжения давление воды в трубопроводах принять 0,30 - 0,4 МПа.

4.21. Водоснабжение здания осуществляется от наружной сети хозяйственно - питьевого водопровода.

4.22. Ввод хозяйственно - питьевого и противопожарного водовода в здание выполнить в тепловом узле совместно с обратным трубопроводом тепловой сети. На вводе хозяйственно - питьевой воды предусмотреть счетчик типа ВСХНд-15 смонтированный в соответствии с требованиями завода изготовителя.

4.23. Установку запорной арматуры на внутренних водопроводных сетях предусмотреть на каждом вводе и на разводящей сети для возможности ремонта отдельных её участков.

4.24. Внутренние сети водопровода выполнить из стальных оцинкованных труб.

4.25. Канализационные трубы в местах врезок отводных патрубков укомплектовать прочистками. Подключение санитарных приборов выполнить металлопластиковой трубой.

4.26. В рабочей зоне помещений операторной (пространство операторного зала, комнаты и кабинеты, щитовая КИП и А и электрощитовая) не должно быть колонн.

4.27. Через помещение операторной не разрешается прокладывать транзитные коммуникации тепловодоснабжения и канализации.

4.28. Предусмотреть горячее и холодное хозяйственно - бытовое водоснабжение. Ввод водопровода предусмотреть в помещении теплового пункта.

9

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	операторного зала, комнаты и кабинеты, щитовая КИП и А и электрощитовая) не должно быть колонн.					
				4.27. Через помещение операторной не разрешается прокладывать транзитные коммуникации тепловодоснабжения и канализации.					
				4.28. Предусмотреть горячее и холодное хозяйственно - бытовое водоснабжение. Ввод водопровода предусмотреть в помещении теплового пункта.					
				9					
				17342-TP1.1.TЧ					
				Лист					
				120					

17342-TP1.1.TЧ

4.29. Цвет отопительных приборов и трубопроводов системы отопления белый – RAL 9003.

4.30. Для дополнительной очистки воды используемой в операторной в тепловом пункте предусмотреть локальную водоподготовку на основе фильтров обезжелезивания и фильтрации от механических примесей и органических солей.

5 ТРЕБОВАНИЯ К АВТОМАТИЗАЦИИ, ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ, КОНТРОЛЮ ДОСТУПА, ТЕЛЕФОНИЗАЦИИ

5.1. Проектная документация по пожарной сигнализации должна быть разработана в соответствии с требованиями Федерального закона №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», СП 5.13130.2009 (с изменением №1) «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования», СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности», СП 6.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности» и другими действующими нормами и правилами пожарной безопасности.

5.2. Тип применяемых систем оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ) определить проектной (конструкторской) документацией. Предусмотреть необходимое количество световых мигающих и звуковых оповещателей, световых оповещателей «Выход», эвакуационных знаков пожарной безопасности, указывающих направление движения. Места установки определить проектной документацией.

Применить адресную систему пожарной сигнализации на оборудовании производства ЗАО «НВП Бolid» в составе:

- пульт контроля и управления С2000М;
- прибор приёмно – контрольный Сигнал 10 со считывателем Matrix-III-ЕН;
- адресно - аналоговые пожарные извещатели ДИП-34ПА;
- адресно - аналоговые извещатели С2000-ИП-ПА;
- извещатели пожарные ручные адресные ИПР513-ЗПА;
- контрольно-пусковой блок С2000-КПБ;
- преобразователь интерфейсов с гальванической изоляцией «USB-RS485»;
- блок контроля и индикации С2000-БКИ со считывателем -2 и 3-мя ключами «Touch Memory» для установки в помещение с круглосуточным дежурным персоналом;
- преобразователь интерфейсов RS232/RS485/Ethernet типа С2000-Ethernet для интеграции в ИСО «Орион-ПРО»;
- предусмотреть в спецификации оборудования и материалов резервный запас технических средств охранно-пожарных не менее чем на 10% (извещатели).

5.3. Предусмотреть автоматическую блокировку инженерного оборудования здания пожарной сигнализацией (вентиляционных установок, систем кондиционирования и др.).

10

Изм. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	дежурным персоналом; - преобразователь интерфейсов RS232/RS485/Ethernet типа C2000-Ethernet для интеграции в ИСО «Орион-ПРО»; - предусмотреть в спецификации оборудования и материалов резервный запас технических средств охранно-пожарных не менее чем на 10% (извещатели). 5.3. Предусмотреть автоматическую блокировку инженерного оборудования здания пожарной сигнализацией (вентиляционных установок, систем кондиционирования и др.).						10	
										17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
											121

5.4. Кабельные линии должны быть проложены в коробе Legrand с закрывающейся крышкой. Обеспечить беспрепятственный доступ к приборам ПС и извещателям.

5.5. В кабельных каналах под полом предусмотреть прокладку сенсорного кабеля ALARMLINE с подключением его к шлейфу пожарной сигнализации.

5.6. Предусмотреть электропитание пожарной сигнализации по 1 категории в соответствии с СП 6.13130.2013.

5.7. Приёмно - контрольное оборудование пожарной сигнализации разместить в шкафу пожарной сигнализации с прозрачной дверью с резервным источником питания РИП-12RS. Шкаф (комплектной поставки со зданием операторной) разместить в помещении щитовой КИП и А.

5.8. Аккумуляторные батареи резервного источника электропитания системы пожарной сигнализации должны иметь необходимую ёмкость и при пропадании внешнего электропитания 220 В обеспечивать питание системы в дежурном режиме в течение 24 часов плюс 1 час работы системы в тревожном режиме. В составе проектной документации выполнить проверочный расчёт электропитания системы от аккумуляторных батарей.

5.9. Предусмотреть установку рядом с С2000-БКИ настенной демосистемы типа DURABLE Sherpa 563100 или аналогичной для размещения документации.

5.10. Маркировку кабелей (проводов, шнуров) применить типа КМК, РМН производства Phoenix Contact или аналогичную с нанесением информации методом термопереноса.

5.11. Для контроля и сигнализации состояния пожарной сигнализации предусмотреть установку блока индикации с клавиатурой и табло «Пожар» в помещение с круглосуточным дежурным персоналом (в операторной, см Приложение 2). Пожарную сигнализацию каждого помещения объекта вывести на отдельный раздел (индикатор) блока индикации.

5.12. Для линий и шлейфов пожарной сигнализации, линий оповещения, линий электропитания использовать кабель необходимой ёмкости и сечения в соответствии с ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности».

5.13. Технические средства и материалы следует применять в соответствии с требованиями государственных стандартов, технической документации и с учетом климатических, механических, электромагнитных и других воздействий в местах их размещения, а также при наличии соответствующих действующих сертификатов.

5.14. Все разделы проектной (конструкторской) документации и спецификацию оборудования и материалов согласовать с Заказчиком до начала закупа комплектующих, сборки и монтажа операторной.

5.15. Проектная организация, разрабатывающая проектную документацию по системе пожарной сигнализации, системе оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре объекта должна иметь действующее свидетельство СРО «О допуске к определенному виду или видам проектных работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства» с разрешенным видом деятельности «п.10: Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности», копию свидетельства СРО приложить в проектной документацию на указанные системы.

11

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	5.15. Проектная организация, разрабатывающая проектную документацию по системе пожарной сигнализации, системе оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре объекта должна иметь действующее свидетельство СРО «О допуске к определенному виду или видам проектных работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства» с разрешенным видом деятельности «п.10: Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности», копию свидетельства СРО приложить в проектной документацию на указанные системы.					
				11					
								17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
									122
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

5.16. Монтажно-наладочная организация, выполняющая заводской монтаж, монтаж межблочных связей на объекте Заказчика, пусконаладочные работы пожарной сигнализации, системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, должна иметь действующую лицензию МЧС России на производство работ по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений, копию лицензии приложить в исполнительную документацию на указанные системы.

5.17. Перед выполнением пусконаладочных работ монтажно-наладочная организация должна разработать и утвердить у Заказчика программу и методику комплексных испытаний пожарной сигнализации.

5.18. В помещении операторной, тамбуре и коридоре пол должен быть рассчитан на равномерно распределённую нагрузку $1\,000\text{ кгс/м}^2$, а съёмные перекрытия за системой шкафов КИП и А на сосредоточенную нормативную нагрузку 250 кгс приложенную в любом месте съёмного перекрытия на площади 25 см^2 . Съёмные перекрытия должны быть в уровень пола всех остальных помещений. Вес одного шкафа – 200 кг . Высота кабельного пространства под шкафами КИП и съёмными перекрытиями пола должна быть не менее 200 мм в чистоте.

5.19. Предусмотреть закладные конструкции для установки шкафов (поставка Заказчика) в щитовой КИП и А. Подвесные (в.ш.г.): щит питания ($1000\times600\times250$), шкаф управления розжигом факела ($420\times420\times210$), шкаф ИВК ($800\times640\times220$), шкаф передачи данных ($800\times600\times600$), шкаф ОПС ($800\times640\times220$), шкаф СОТ, СКУД ($800\times600\times600$); напольные (в.ш.г.): щиты контроллеров ($2200\times800\times600$) – 3 шт., щит «Хитер – Тритер 1-го типа» ($1900\times1200\times300$) с возможностью перспективной установки второго аналогичного шкафа. Предусмотреть легкосъёмные перекрытия над кабельными лотками для кабельных проводов. Запроектировать закладные материалы для съёмных перекрытий, проёмов через наружные стены. Открытые (резервные) проёмы для установки шкафов закрыть съёмными фальшпанелями. Схему расположения закладных конструкций и кабельных каналов согласовать при разработке КД (рекомендуемые схемы приведены в приложении 1,2).

5.20. Открытую прокладку кабельной продукции выполнить за подвесным потолком в кабельных лотках, по стенам в пластиковых коробах. Соединение проводов в распределительных коробках выполнить с использованием самозажимных зажимов.

5.21. Разводку локально - вычислительной сети предусмотреть кабелем типа UTP-5E на рабочие места: 6 в операторном зале и 1 в кабинете мастера. Каждое рабочее место должно быть оборудовано 2 информационными розетками RJ-45 категории 5е для передачи данных. Места размещения сетевых розеток, разводку кабеля UTP-5E и подключение к активному оборудованию согласовать с Заказчиком. Кабель от розеток ЛВС довести до дальнего угла помещения КИП и оставить с запасом 5 м .

5.22. Кабельная продукция должна соответствовать ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности».

5.23. Требования к телефонизации:

5.23.1. Предусмотреть монтаж распределительной коробки КРТМ с плантами LSA-PLUS 2/10.

5.23.2. В КРТМ предусмотреть магазин защиты от перенапряжения на плинт 10 пар с 3-х полюсными газоразрядниками с элементами термозащиты.

12

Изм. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	помещения КИП и оставить с запасом 5 м.					
				5.22. Кабельная продукция должна соответствовать ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности».					
				5.23. Требования к телефонизации:					
		5.23.1. Предусмотреть монтаж распределительной коробки KPTM с плантами LSA-PLUS 2/10.							
		5.23.2. В KPTM предусмотреть магазин защиты от перенапряжения на плинт 10 пар с 3-х полюсными газоразрядниками с элементами термозащиты.							
		12							

5.23.3. Проложить кабель ТПВ 10х2х0,5 (ТСВ 10х2х0,5) от кабельного ввода в здание до распределительной коробки КРТМ. Для перехода внешнего кабеля ТППЭпЗ 10х2х0,5 на внутренний кабель ТПВ 10х2х0,5 (ТСВ 10х2х0,5) предусмотреть прямую компрессионную муфту.

5.23.4. От распределительной коробки КРТМ до рабочих мест в операторном зале и комнате мастера ПСН предусмотреть прокладку кабеля UTP 4х2х0,5 cat 5e в ПВХ кабель-каналах.

5.23.5. Предусмотреть установку розеток RJ-45 с телефонными аппаратами типа Panasonic KX-TS2365RU или аналогичными: в помещении операторной - 2 шт, в кабинете мастера – 2 шт.

6 ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ

6.1. Электрооборудование операторной должно соответствовать требованиям ПУЭ, стандарта безопасности труда ГОСТ Р 12.1.019-2009, национальных стандартов ГОСТ Р 50571, строительных норм и правил, стандартов в области пожарной безопасности, а также требованиям другой действующей нормативной документации.

6.2. Проектная документация на электроснабжение операторной должна соответствовать требованиям стандартов ГОСТ 2.701-2008, ГОСТ Р 21.1101-2013, ГОСТ 21.613-2014.

6.3. Все электрооборудование и приборы должны иметь сертификаты соответствия требованиям действующих НТД. Оборудование должно соответствовать требованиям Федерального закона от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

6.4. Степень защиты и климатическое исполнение оборудования должны соответствовать условиям эксплуатации и категории опасности мест размещения.

6.5. Категория надежности электроснабжения – I (первая).

6.6. Питание электроприемников операторной предусмотреть от сети 220/380 В с системой заземления TN-S.

6.7. В отдельном помещении операторной разместить вводно-распределительный щит с АВР (далее – ВРЩ) 0,4 кВ. Количество, типы и номинальные параметры коммутационной аппаратуры 220/380 В определить проектной документацией с учетом расчетных электрических нагрузок и требований ПУЭ. Конструкция вводных автоматических выключателей должна позволять подключать питающие кабели сечение и количество, которых определяется проектным институтом на стадии проектирования. На вводах ВРЩ-0,4 кВ предусмотреть технический учет электрической энергии с применением микропроцессорных счетчиков типа А1140 (или его аналог). Визуализацию показаний счетчиков выполнить без открытия дверей шкафа.

6.8. Внутри ВРЩ-0,4 кВ в качестве главной заземляющей шины использовать шину РЕ, выполненную из медного проводника. В помещении операторной выполнить магистраль заземления и систему уравнивания потенциалов в соответствии с требованиями главы 1.7 ПУЭ и стандартов по электробезопасности ГОСТ Р 12.1.030-81, ГОСТ Р 50571.5.54-2013. В

13

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	ВРЩ-0,4 кВ предусмотреть технический учет электрической энергии с применением микропроцессорных счетчиков типа А1140 (или его аналог). Визуализацию показаний счетчиков выполнить без открытия дверей шкафа.					
				6.8. Внутри ВРЩ-0,4 кВ в качестве главной заземляющей шины использовать шину РЕ, выполненную из медного проводника. В помещении операторной выполнить магистраль заземления и систему уравнивания потенциалов в соответствии с требованиями главы 1.7 ПУЭ и стандартов по электробезопасности ГОСТ Р 12.1.030-81, ГОСТ Р 50571.5.54-2013. В					
				13					
				17342-ТР1.1.ТЧ					
				Лист					
				124					

электрощитовой предусмотреть выпуски, не менее двух, от шины ГЗШ для присоединения к наружному заземляющему устройству.

6.9. Питание компьютерной и оргтехники выполнить от отдельного распределительного щита 0,4 кВ с соблюдением «Технических требований к построению структурированных локальных вычислительных сетей на объектах ОАО «Сургутнефтегаз», утвержденных 05.12.2002. Количество, типы и номинальные параметры АВ-0,4 кВ определить проектной (конструкторской) документацией с учетом расчетных электрических нагрузок электроприемников и требований ПУЭ. Рабочее место мастера должно быть оборудовано тремя электрическими розетками гарантированного электропитания и двумя розетками бытового электропитания. Каждое рабочее место в операторном зале должно быть оборудовано тремя электрическими розетками гарантированного электропитания. Розетки электропитания должны быть выполнены двумя цветами: красным цветом для розеток гарантированного электропитания и белым или черным цветом для розеток бытового электропитания.

6.10. Предусмотреть осветительную сеть аварийного освещения подключенную от отдельного пункта распределительного аварийного освещения. Сеть аварийного электроосвещения выполнить огнестойким кабелем в соответствии с ГОСТ 31562-2012.

6.11. Выполнить распределительные и групповые сети к электроприемникам, группам рабочего и аварийного освещения, кабелями с медными жилами и изоляцией, не распространяющей горение, не содержащей галогенов и с цветовой маркировкой изоляции жил.

6.12. Групповые сети питания розеток рассчитать исходя из следующих требований: установленная мощность одного рабочего места компьютерной сети – 0,45 кВт, одного рабочего места бытового электроснабжения – 0,12 кВт; нагрузка групповой розеточной линии определяется с коэффициентом спроса равным 1; нагрузка на вводе распределительного щита 0,4 кВ и распределительных линий определяется для компьютерной сети с коэффициентом спроса 0,8, для бытовой сети – 0,2; нагрузка на вводе ВРЩ и источника питания определяется для компьютерной сети с коэффициентом спроса 0,4, для бытовой сети – 0,1; коэффициент мощности принять для компьютерной сети – 0,65, для бытовой сети – 0,85.

6.13. Распределительные и групповые сети выполнить для однофазных потребителей трехпроводными, для трехфазных потребителей пятипроводными.

6.14. Предусмотреть защиту кабельных линий от механических повреждений на участке, от короба до электрооборудования, с применением гибкой армированной ПВХ трубки, обеспечив её надежное закрепление во водном устройстве электрооборудования, исключив повреждение кабеля в местах выхода из кабельного короба. Все короба должны быть надежно заземлены. Прокладку кабельных линий электрического освещения выполнить в кабельных лотках Legrand или ДКС в пространстве за подвесным потолком.

6.15. Ввод кабелей в помещение операторной, проходы через стены, выполнить с помощью индивидуальных или групповых кабельных вводов заводского исполнения. Обеспечить заземление металлических гильз при

14

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>водном устройстве электрооборудования, исключив повреждение кабеля в местах выхода из кабельного короба. Все короба должны быть надежно заземлены. Прокладку кабельных линий электрического освещения выполнить в кабельных лотках Legrand или ДКС в пространстве за подвесным потолком.</p> <p>6.15. Ввод кабелей в помещение операторной, проходы через стены, выполнить с помощью индивидуальных или групповых кабельных вводов заводского исполнения. Обеспечить заземление металлических гильз при</p> <p>14</p>					
1023106							17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
								125
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

проходе кабелей через стены согласно ПУЭ издание №7. Предусмотреть уплотнение и герметизацию кабельных вводов через цоколь (перекрытие пола) и фасадную панель цоколя. Устройство кабельных проходок выполнить в соответствии с требованиями п.2.1.58 ПУЭ (6,7 изд.), п.3.18 СНиП 3.05.06-85, п.7 ст.82 ФЗ от 22.07.2008 г. №123-ФЗ, п.527.2 ГОСТ Р 50571.5.52-2011. Уплотнение должно соответствовать требованиям РД 34.03.304-87 «Правила выполнения противопожарных требований по огнестойкому уплотнению кабельных линий». Размеры и тип кабельного ввода согласовать с Заказчиком при разработке конструкторской документации.

6.16. Исключить совместную прокладку в одних кабельных каналах силовых и контрольных кабелей.

6.17. Внутренняя поверхность подпольных кабельных каналов должна быть выполнена из негорючих материалов.

6.18. Для прокладки электрических кабелей до стола АРМ оператора в операторном зале выполнить прокладку труб под полом операторного зала (трубы Ду 50) для кабельных проводок. Места, количество труб и их прокладку согласовать с Заказчиком на стадии проектирования.

6.19. Выполнить освещение операторной в соответствии с требованиями СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*» с применением:

- освещения операторного зала, кабинета мастера ПСН, комнаты приема пищи, коридора, щитовой КИП и А выполнить светильниками со светодиодными лампами (без слепящего эффекта);

- санитарно-бытовых помещений, тамбуров, кладовой, раздевалки - светильниками со светодиодными или энергосберегающими лампами (без содержания ртути);

- электрощитовой, теплового пункта и других технических помещений светильниками с энергосберегающими лампами (без содержания ртути);

- наружное освещение над дверями светильниками со светодиодными лампами;

- эвакуационное освещение с применением световых указателей «Выход», подключенных в нормальном режиме к сети аварийного освещения, с автоматическим переключением при исчезновении напряжения на аккумуляторное питание. Степень защиты светильников должны соответствовать категории опасности помещения, в котором они установлены.

6.20. В помещении электрощитовой предусмотреть установку разделительного понижающего трансформатора 220/12 В с розеткой для подключения переносных светильников и электроприемников.

6.21. Предусмотреть возможность отсоединения заземляющих проводников для выполнения измерений сопротивления заземляющего устройства. Присоединение заземляющего проводника к заземлителю выполнить при помощи болтового соединения. Отсоединение заземляющего проводника должно быть возможно только при помощи инструмента. В местах ввода заземляющих проводников в здание должен быть предусмотрен опознавательный знак.

6.22. Предусмотреть защиту от перенапряжений, заземление и меры электробезопасности в соответствии с требованиями действующей нормативной документации. Систему уравнивания потенциалов в

15

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №						
				у.р. и др. для ремонта и обслуживания проводника к заземляющему проводнику должно быть возможно только при помощи инструмента. В местах ввода заземляющих проводников в здание должен быть предусмотрен опознавательный знак.					
				6.22. Предусмотреть защиту от перенапряжений, заземление и меры электробезопасности в соответствии с требованиями действующей нормативной документации. Систему уравнивания потенциалов в					
				15					

операторной выполнить в соответствии с главой 7 ПУЭ (7 изд.).

6.23. В помещении операторной установить и подключить розетки (евро стандарт) – 220 В, 10 А для подзарядки раций, для блоков питания стационарных телефонов, для подзарядки аккумуляторных батарей переносных фонарей. Количество, типы и номинальные параметры коммутационной аппаратуры 220/380 В определить проектной документацией с учетом расчетных электрических нагрузок и требований ПУЭ. Установку электрических розеток в помещениях выполнить согласно приложению 3.

6.24. Для подключения водонагревателя (п.3.43.) предусмотреть отдельную розетку (евро стандарт) – 220 В, 50 Гц, тип и номинальные параметры дифференциального АВ-0,4 кВ определить проектной документацией с учетом расчетной электрической нагрузки электроприемника и требований ПУЭ.

6.25. Определить проектной документацией категорию по молниезащите, способы молниезащиты от прямых и вторичных воздействий молний. Токоотводы от металлической кровли выполнить креплением скобами по наружной стене здания.

6.26. Выполнить отдельным контуром информационное заземление с учётом требований ГОСТ Р 50571.5.54-2013. Сечение проводников контура информационного заземления должно обеспечивать их сопротивление до заземляющего устройства не более 0,1 Ом. В щитовой КИПиА предусмотреть медную главную заземляющую шину функционального заземления ГЗШФ сечением не менее 50 мм². Предусмотреть выпуски, не менее двух, от шины ГЗШФ для присоединения к информационному (функциональному) заземляющему устройству.

6.27. Кабельный ввод кабелей электроснабжения и КИПиА защитить от атмосферных осадков козырьком.

7 ТРЕБОВАНИЯ К ПОСТАВКЕ, КОМПЛЕКТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ

7.1. Конструкции блок - боксов должны иметь габариты, позволяющие транспортировать их по железным и автомобильным дорогам России.

7.2. Каждое изделие должно иметь паспорт, сертификаты соответствия, инструкцию по эксплуатации и ремонту, для пожарного оборудования дополнительно сертификаты пожарной безопасности,

7.3. В указанные сроки представить Заказчику и организации - генеральному проектировщику «СургутНИПИнефть» исходные данные:

- чертёж общего вида с привязкой входных/выходных патрубков с типоразмерами, в течение 30 дней после проведения тендера;
- данные для проектирования фундамента, в течение 30 дней после проведения тендера;
- данные по нагрузкам тепло и энергоснабжения, в течение 30 дней после проведения тендера;
- нагрузки от каркаса здания с привязкой анкерных болтов на бумажном носителе в течение 30 дней после проведения тендера;
- чертежи КМ с отметками и спецификацией металла, схемы и спецификации ограждающих конструкций (всё на бумажном носителе) – 60 дней после проведения тендера;

16

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	<div>- данные по нагрузкам тепло и энергоснабжения, в течение 30 дней после проведения тендера; - нагрузки от каркаса здания с привязкой анкерных болтов на бумажном носителе в течение 30 дней после проведения тендера; - чертежи КМ с отметками и спецификацией металла, схемы и спецификации ограждающих конструкций (всё на бумажном носителе) – 60 дней после проведения тендера;</div> <div>16</div>					
		17342-ТР1.1.ТЧ						Лист	
								127	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- предварительную комплектовочную ведомость (с расшифровкой: № места, марка конструкции, количество) – 10 дней до отгрузки первого вагона;
- полный комплект паспорта в 3 экземплярах (в составе комплекта – паспорт здания, чертежи КМ, КМД, уточнённая комплектовочная ведомость, описание технологии монтажа здания, сертификаты на металлоконструкции и материалы, гарантийные обязательства) – передать по акту представителю ОАО «Сургутнефтегаз» перед отгрузкой;
- потребляемую мощность электрооборудования, в течение 30 дней после проведения тендера.

7.4. До начала работ по сборке блочной операторной на заводе - изготовителе представить Заказчику на согласование полный набор конструкторской документации, комплект рабочих чертежей: архитектурные и конструктивные решения, отопление и вентиляция, водоснабжение и канализация, автоматизация, охранно – пожарная сигнализация, силовое электрооборудование и электроосвещение.

7.5. Представить в «СургутНИПИнефть» на бумажном носителе и в электронном виде (копия с оригинала в формате PDF) проектную (конструкторскую) документацию (текстовую и графическую часть) в соответствии с требованиями Постановления правительства РФ №87 от 16.02.2008 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» в составе разделов: «Архитектурные решения», «Конструктивные и объемно-планировочные решения», которые должны содержать:

- описание архитектурных решений, обеспечивающих естественное освещение помещений с постоянным пребыванием людей;
- описание архитектурно-строительных мероприятий, обеспечивающих защиту помещений от шума, вибрации и другого воздействия;
- описание и обоснование конструктивных решений зданий и сооружений, включая их пространственные схемы, принятые при выполнении расчетов строительных конструкций;
- описание и обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость, пространственную неизменяемость зданий и сооружений объекта капитального строительства в целом, а также их отдельных конструктивных элементов, узлов, деталей в процессе изготовления, перевозки, строительства и эксплуатации объекта капитального строительства;
- обоснование проектных решений и мероприятий, обеспечивающих:
- соблюдение требуемых теплозащитных характеристик ограждающих конструкций;
- характеристику и обоснование конструкций полов, кровли, подвесных потолков, перегородок, а также отделки помещений;
- отображение фасадов;
- чертежи характерных разрезов зданий и сооружений с изображением несущих и ограждающих конструкций, указанием относительных высотных отметок уровней конструкций, полов, низа балок, ферм, покрытий с описанием конструкций и других элементов конструкций, план (схему) опирания блоков на свайное основание (фундаменты) с указанием нагрузок;
- чертежи фрагментов планов и разрезов, требующих детального изображения;

17

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	<div>- отображение фасадов; - чертежи характерных разрезов зданий и сооружений с изображением несущих и ограждающих конструкций, указанием относительных высотных отметок уровней конструкций, полов, низа балок, ферм, покрытий с описанием конструкций и других элементов конструкций, план (схему) опирания блоков на свайное основание (фундаменты) с указанием нагрузок; - чертежи фрагментов планов и разрезов, требующих детального изображения;</div> <div>17</div>						
								17342-TP1.1.TЧ		Лист
										128
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- схемы каркасов и узлов строительных конструкций;
- планы перекрытий, покрытий, кровли;
- схемы расположения ограждающих конструкций и перегородок;
- расчеты несущих строительных конструкций.

7.6. Техническую, документацию, сертификаты и паспорта на всё оборудования своевременно передать Заказчику в полном объеме.

7.7. Перед упаковкой все наружные неокрашенные поверхности должны быть законсервированы.

7.8. Заводская упаковка должна обеспечивать надёжное крепление, сохранность и отсутствие повреждений составных частей изделия, при погрузке, транспортировке, выгрузке и хранении.

7.9. Отгрузку блоков произвести в упаковке, защищающей от атмосферных осадков и обеспечивающей сохранность оборудования. На блоках обозначить схему строповки, указать массу блоков и центр тяжести.

7.10. Обеспечить проведение необходимых шеф - монтажных и пусконаладочных работ для сохранения гарантийных обязательств завода - изготовителя, с возможным привлечением к данным работам специализированных организаций ОАО «Сургутнефтегаз».

7.11. Приёмку оборудования осуществить на заводе – изготовителе при 100% монтаже оборудования, КИП и кабельной продукции.

7.12. Отгрузку блоков произвести только после комиссионной приёмки на заводе – изготовителе и письменного разрешения Заказчика – НГДУ «Сургутнефть» оформленного в виде двустороннего акта приёмки.

7.13. Предоставлять в адрес Заказчика фотоматериалы о ходе выполнения работ по сборке блочной операторной на заводе - изготовителе. Фото направлять в электронном виде по электронной почте на адрес Stalnikov_OI@surgutneftegas.ru, не реже одного раза в 30 дней, не менее 3-х.

7.14. Приёмку считать выполненной после подписания акта монтажа здания, оборудования и проведения необходимых шеф – монтажных работ.

7.15. В составе блочной операторной заводу – изготовителю необходимо выполнить:

- информационные таблички и схемы с указанием направлений движения;
- план путей эвакуации персонала из здания операторной при пожаре;
- план размещения средств пожаротушения;
- указатели заземления;
- знаки пожарной безопасности для обозначения:
- кнопок (ручных пожарных извещателей) включения пожарной сигнализации;
- звуковых оповещателей пожарной тревоги;
- местонахождения огнетушителей;
- указатели категории помещений и ответственного за пожарную безопасность.

7.16. В состав поставки включить:

- морозостойкую (до минус 10 °С) монтажную пену (Marcoflex, Tytan) для герметизации стыков, не менее 10 баллонов объемом 750 мл;
- эксплуатационную документацию;
- инструкции по эксплуатации и ремонту установленного оборудования;

7.17. Включить в поставку цоколь h = 1,5 м. из бескаркасных стеновых панелей из профилированного, оцинкованного, крашеного листа толщиной не

18

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>- указатели категории помещений и ответственного за пожарную безопасность.</p> <p>7.16. В состав поставки включить:</p> <ul style="list-style-type: none">- морозостойкую (до минус 10 °С) монтажную пену (Marcoflex, Tytan) для герметизации стыков, не менее 10 баллонов объёмом 750 мл;- эксплуатационную документацию;- инструкции по эксплуатации и ремонту установленного оборудования; <p>7.17. Включить в поставку цоколь h = 1,5 м. из бескаркасных стеновых панелей из профилированного, оцинкованного, крашеного листа толщиной не</p> <p>18</p>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
1023106																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												</

менее 0,5 мм с покрытием «Полиэстер», с базальтовым утеплителем плотностью не менее 125 кг/м³, с пределом огнестойкости не ниже RE-30. Панели расположить вертикально. Предусмотреть установку закрывающихся воздушных отдушин.

7.18. Включить в поставку конструкции технологического крыльца площадку, лестницу, перила, козырёк, перила из прямоугольного профиля. Козырёк поставить с герметизирующими нащельниками, выполнить двухскатным. Включить в поставку конструкции центрального входа лестницу, перила из прямоугольного профиля.

7.19. В комплект поставки включить доборные элементы для обрамления проёмов блоков. Места примыкания блоков к кровельным элементам (нащельники) должны повторять форму нижнего яруса кровли, к цоколю - коньковый профиль.

8. ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ОБЯЗАТЕЛЬНОГО ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТНО – СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ И ПРОХОЖДЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОЕКТА

8.1. Чертежи с планами, разрезами, фасадами, высотными отметками основных конструкций блок - модулей с изображением несущих и ограждающих конструкций, указанием относительных высотных отметок уровней конструкций, полов, низа балок и других элементов конструкций.

8.2. План (схема) опирания блок - модулей на свайное основание (фундаменты) с указанием нагрузок.

8.3. Принципиальная гидравлическая схема тепловодоснабжения с перечнем оборудования.

8.4. Экспликация помещений блочных установок (с указанием размеров помещений) блок - модулей.

8.5. Наличие оконных и дверных проёмов, эвакуационных выходов (размеры, ширина путей эвакуации) и их геометрические размеры в свету по блок - модулям.

8.6. Описание конструктивных, объёмно - планировочных решений блок - модулей. В описании указать:

- требования пожарной безопасности согласно Федеральному Закону от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», предел огнестойкости строительных конструкций, включая несущие конструкции покрытия должен быть не менее R 15 (выполнение данного требования должно быть отражено в паспорте здания);

- класс пожарной опасности;

- категория помещений;

- описание архитектурно-строительных мероприятий, обеспечивающих защиту помещений от шума, вибрации;

- степень огнестойкости и класс конструктивной пожарной опасности (п.2 ст.58, табл.21 ФЗ №123-ФЗ, п.6, ст.87, табл.22 ФЗ №123-ФЗ);

- категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009*;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ		Лист

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №
---------------	---------	--------------	--------------

19

- описание архитектурно-строительных мероприятий, обеспечивающих защиту помещений от шума, вибрации;

- степень огнестойкости и класс конструктивной пожарной опасности (п.2 ст.58, табл.21 ФЗ №123-ФЗ, п.6, ст.87, табл.22 ФЗ №123-ФЗ);

- категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009*;

- описание и обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость, геометрическую неизменяемость здания при пожаре.

8.7. Представить сертификаты пожарной безопасности или экспертное заключение «О пределах огнестойкости и классе пожарной опасности ограждающих конструкций», гигиенические сертификаты Госкомсанэпиднадзора России на несущие и ограждающие конструкции, отделочные материалы блок - модулей.

8.8. На систему пожарной сигнализации, систему оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре представить проектную и исполнительную документацию.

Состав исполнительной документации:

- комплект рабочих чертежей с внесенными в них изменениями;
- техническая документация предприятий-изготовителей;
- сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, изделий и оборудования, применяемых при производстве монтажных работ;
- производственная документация (акты, протоколы, ведомости согласно обязательному приложению 1 РД 78.145-93 «Системы и комплексы охранной, пожарной и охранно-пожарной сигнализации. Правила производства и приемки работ»).

Разработать и приложить к исполнительной документации инструкцию по эксплуатации пожарной сигнализации, системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (в том числе инструкцию по эксплуатации для дежурного (оперативного) персонала).

К исполнительной документации приложить таблицу исходных данных для программирования пультов и приборов контроля и управления, приборов приемно-контрольных.

Передать Заказчику в составе исполнительной документации инсталляционный пакет всего прикладного программного обеспечения (приемно-контрольных приборов, пультов и приборов контроля и управления и т.д.), содержащий все настроечные параметры установленные по результатам пусконаладочных работ, на доступных цифровых носителях информации.

8.9. В рамках выполнения пусконаладочных работ пожарной сигнализации выполнить измерение уровня звука оповещателей системы оповещения и управления эвакуацией при пожаре (СОУЭ) во всех помещениях и коридорах зданий на соответствие требованиям СП 3.13130.2009. Протокол измерения уровня звука вложить в исполнительную документацию.

8.10. Пульты контроля и управления, приборы приемно-контрольные после окончания монтажных и пусконаладочных работ должны иметь табличку, содержащую следующую информацию:

- маркировку назначения прибора (устройства);
- перечень и распределение защищаемых (контролируемых) зон, помещений по шлейфам сигнализации – для приборов приемно-контрольных;
- сведения о типе и количестве извещателей, подключенных к данному прибору (устройству), – для приборов приемно-контрольных.

20

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	после окончания монтажных и пусконаладочных работ должны иметь табличку, содержащую следующую информацию: - маркировку назначения прибора (устройства); - перечень и распределение защищаемых (контролируемых) зон, помещений по шлейфам сигнализации – для приборов приемно-контрольных; - сведения о типе и количестве извещателей, подключенных к данному прибору (устройству), – для приборов приемно-контрольных.					
				20					
								17342-TP1.1.TЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				131

8.11. Приемка в эксплуатацию пожарной сигнализации должна выполняться в соответствии с требованиями раздела 11 РД 78.145-93 «Системы и комплексы охранной, пожарной и охранно-пожарной сигнализации. Правила производства и приемки работ».

8.12. По результатам комплексных испытаний, проведенных в соответствии с утвержденной программой и методикой комплексных испытаний, оформить протокол комплексных испытаний и приложить его к исполнительной документации.

8.13. Представить сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешения на применение используемого оборудования или в целом на применяемые блок - модули.

8.14. Представить сведения о типе приборов.

8.15. Описание системы электроснабжения.

8.16. Установленную и потребляемую электрическую мощность оборудования операторной.

8.17. План расстановки электрооборудования.

8.18. План электроосвещения.

8.19. Схемы электроснабжения.

8.20. Уровень и тип взрывозащиты, степень защиты (IP) электрооборудования.

8.21. Однолинейные электрические схемы.

8.22. Описание вентиляции, пожарной сигнализации, контроля доступа, телефонизации и связи.

8.23. Схемы автоматизации, отопления, вентиляции, пожарной сигнализации, телефонизации и связи.

8.24. Планы расположения и описания клеммных коробок для подключения внешних трасс, а также расположение кабельных вводов в блок.

8.25. Привести требования по блокированию систем вентиляции, с целью автоматического отключения их при срабатывании системы пожарной сигнализации, а также отключение электроприемников, в соответствии с требованиями ВНТП 03/170/567- 87 п.6.7.

8.26. Указать категорию надёжности электроснабжения по ПУЭ электроприёмников систем связи, пожарной сигнализации и оповещения людей при пожаре, а так же тип основного и резервного источников электропитания, ёмкость, длительность непрерывной работы с учетом требований ВНТП 3-85*, СП 5.13130.2009, СП 3.13130.2009, РД 78.36.003-2002 и РД 78.145-93 и ПУЭ.

8.27. Привести решения по кабельным проводкам (тип, марка) и способу прокладки кабелей систем связи, пожарной сигнализации и оповещения людей при пожаре в блоках (открыто, скрыто, короб, кабель - канал, труба и т.п.) с учетом требований СП 5.13130.2009, СП 3.13130.2009, СП 6.13130.2013, РД 78.145 - 93, ВНТП 03/170/567-87, ВНТП 3-85*, ПУЭ и т.д. Отобразить необходимые требования по размещению кабелей относительно силовых кабелей, труб водопровода, теплосети и других трубопроводов (при наличии таковых).

8.28. В случае не предоставления, в том числе своевременного, документации указанной в п.п. 8.1. – 8.23 поставщику требуется предоставить:

- положительное заключение на заявление о соответствии проектной (конструкторской) документации требованиям ФЗ №384 от 30.12.2009

Взам. инв. №		СП 6.13.130.2013, РД 78.145 - 83, ВНИИ 03/170/567-87, ВНИИ 3-85", ПУЭ и т.д. Отозвать необходимые требования по размещению кабелей относительно силовых кабелей, труб водопровода, теплосети и других трубопроводов (при наличии таковых).						21		
Подп. и дата		8.28. В случае не предоставления, в том числе своевременного, документации указанной в п.п. 8.1. – 8.23 поставщику требуется предоставить: - положительное заключение на заявление о соответствии проектной (конструкторской) документации требованиям ФЗ №384 от 30.12.2009								
Инв. № подл.	1023106							17342-TP1.1.TЧ		Лист
										132
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

«Технический регламент о безопасности зданий, сооружений» главы №6, ст. №39, государственной экспертизы результатов проектной документации;

- обязательную оценку соответствия процессов проектирования путём составления заверения о том, что проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование и требованиями указанного ФЗ.

8.29. Предоставить акты испытаний трубопроводов тепловодоснабжения, паспорта и сертификаты на запорную арматуру.

8.30. Документация завода – изготовителя должна быть представлена на бумаге и электронном носителе (лазерный диск) в 2-х экземплярах и соответствовать требованиям ГОСТ 2.601-2006 ЕСКД. «Эксплуатационные документы».

8.31. Вся предоставляемая документация должна быть выполнена на русском языке.

9. НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ

9.1. Полный срок службы операторной в блочном исполнении должен быть не менее 20 лет.

9.2. Установить гарантийный срок эксплуатации для здания операторной 2 года, размещенного внутри оборудования и КИП и А – 2 года.

9.3. Гарантийный срок для светодиодного освещения должен быть не менее 2 лет с начала эксплуатации.

9.4. Гарантийный срок для дверных замков и доводчиков должен быть не менее 3 лет с начала эксплуатации.

9.5. Все требования указанные в приложениях 1, 2, 3 дополняют данные технические требования на изготовление и поставку блочно – модульного оборудования и являются их неотъемлемой частью.

9.6. Изменения и отступления от данных технических требований на изготовление и поставку блочного здания операторной без письменного согласования Заказчика не допускаются.

Приложение:

1. План здания операторной на 1 л. в 1 экз.
2. Схема размещения шкафов управления на 1 л. в 1 экз.
3. Схема размещения электрооборудования на 1 л. в 1 экз.

Заместитель начальника
НГДУ «Сургутнефть»
ОАО «Сургутнефтегаз»
по подготовке нефти

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер
НГДУ «Сургутнефть»
ОАО «Сургутнефтегаз»



О.И.Стальмаков

20.09.2016

Л.А.Шарко

(продолжение подписей на следующем листе)

22

Инов. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ТР1.1.ТЧ

Лист

133

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1023106		

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

17342-ТР1.1.ТЧ

134	Лист
-----	------

Приложение В

(справочное)

Копия «Альбом типовых емкостей дренажных подземных горизонтальных с наружной антикоррозионной изоляцией (для нефтепромысловых объектов и объектов производственного назначения, за исключением кустов скважин)»

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ"

Сургутский

научно-исследовательский и проектный институт

ОдredНПНефть

структурное подразделение

АЛЬБОМ ТИПОВЫХ ЕМКОВЕЙ

ДРЕНАЖНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ

С НАРУЖНОЙ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

(для нефтепромысловых объектов и объектов производственного обслуживания, за исключением кустов скважин)

(с изменениями №4 от июля 2022 г.)

2022

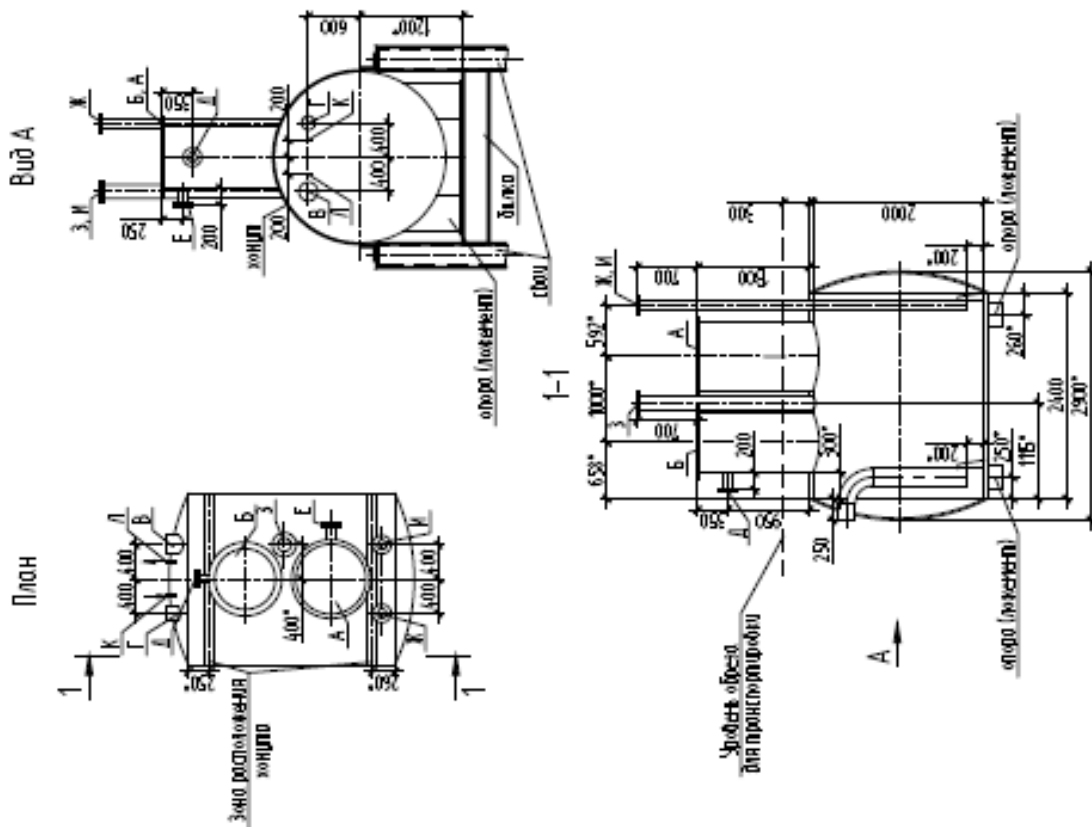
Лист
136

Формат А4

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1023106		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Емкость дренажная подземная горизонтальная ЕП, ЕПП с ложенентами



Экспликация шпунтов

Обозначение	Наименование	Ру. МПа	Дл. мм	Кол-во	Тип крепежа	Специальная деталь
А	Лож-лож	0.3	400	1	гладкая	Крепление
Б	Лож для носка	0.6	700	1	гладкая	заглушка
В	Вход прохода	-	200	1	-	-
Г	Вход (выход) прохода обрешетки	-	250	1	-	-
Д	Вход пара	1.6	300	1	гладкая	заглушка
Е	Воздухник	1.6	300	1	гладкая	фланец
Ж	Для циркуляционного дренажа	1.6	300	1	гладкая	заглушка
З	Для циркуляционного дренажа	1.6	250	1	гладкая	заглушка
И	Для гидротранспорта	1.6	300	1	гладкая	фланец
К	Средств	-	20	1	-	-
Л	Вход теплоизоляции	-	20	1	-	-

- Пояснение:
1. При разработке емкости типа ЕП для оборудования и аппаратов К, Л не предусматривать.
 2. Конструкция для погружения в емкость должна быть усиленной.
 3. Листовой металл для изготовления емкости должен быть из углеродистой и безуглеродистой стали.
 4. Приблизительные размеры показаны на чертеже.
 5. Расстояние между крепежными элементами должно быть не менее 100 мм.
 6. Металлоконструкция должна быть усиленной в местах крепления емкости к корпусу (общ. длина крепежа должна быть не менее 100 мм).
 7. Отверстия (показаны) выполняются по ГОСТ 26-2091-93.
 8. - размеры для справок.
 9. Емкость ЕП с покрытием - М405/59/2.
 10. Емкость ЕП с покрытием - М405/59/259.

Альбом чертежей емкостей дренажных подземных									
Лист	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист
Рис. 1	Рис. 2	Рис. 3	Рис. 4	Рис. 5	Рис. 6	Рис. 7	Рис. 8	Рис. 9	Рис. 10
Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП
Рис. 1	Рис. 2	Рис. 3	Рис. 4	Рис. 5	Рис. 6	Рис. 7	Рис. 8	Рис. 9	Рис. 10
Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП
Рис. 1	Рис. 2	Рис. 3	Рис. 4	Рис. 5	Рис. 6	Рис. 7	Рис. 8	Рис. 9	Рис. 10
Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП	Емкость дренажная подземная ЕП

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1023106		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

						17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
							139
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

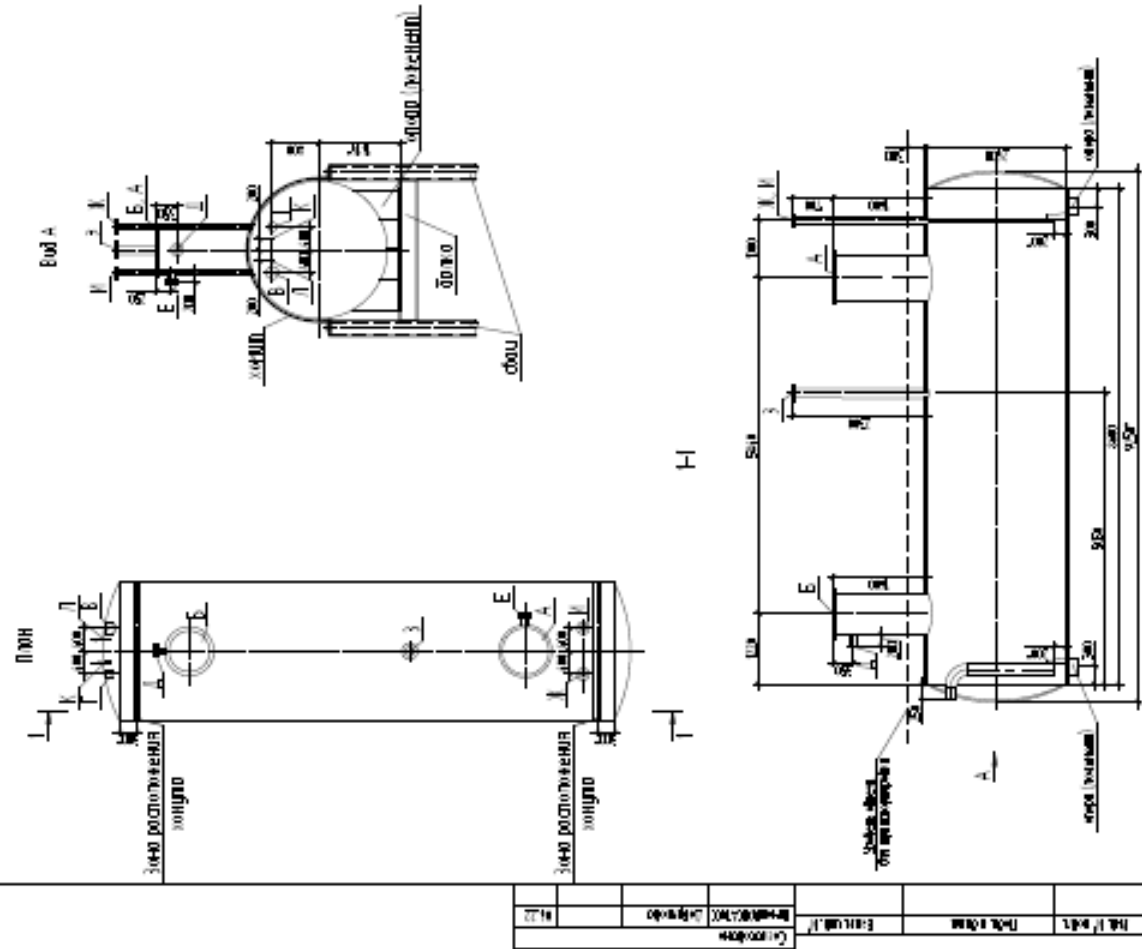
						17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
							139
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Наименование	Материал	Количество	Единица измерения
1. Труба	Сталь	1	м
2. Труба	Сталь	1	м
3. Труба	Сталь	1	м
4. Труба	Сталь	1	м
5. Труба	Сталь	1	м
6. Труба	Сталь	1	м
7. Труба	Сталь	1	м
8. Труба	Сталь	1	м
9. Труба	Сталь	1	м
10. Труба	Сталь	1	м
11. Труба	Сталь	1	м
12. Труба	Сталь	1	м
13. Труба	Сталь	1	м
14. Труба	Сталь	1	м
15. Труба	Сталь	1	м
16. Труба	Сталь	1	м
17. Труба	Сталь	1	м
18. Труба	Сталь	1	м
19. Труба	Сталь	1	м
20. Труба	Сталь	1	м
21. Труба	Сталь	1	м
22. Труба	Сталь	1	м
23. Труба	Сталь	1	м
24. Труба	Сталь	1	м
25. Труба	Сталь	1	м
26. Труба	Сталь	1	м
27. Труба	Сталь	1	м
28. Труба	Сталь	1	м
29. Труба	Сталь	1	м
30. Труба	Сталь	1	м
31. Труба	Сталь	1	м
32. Труба	Сталь	1	м
33. Труба	Сталь	1	м
34. Труба	Сталь	1	м
35. Труба	Сталь	1	м
36. Труба	Сталь	1	м
37. Труба	Сталь	1	м
38. Труба	Сталь	1	м
39. Труба	Сталь	1	м
40. Труба	Сталь	1	м
41. Труба	Сталь	1	м
42. Труба	Сталь	1	м
43. Труба	Сталь	1	м
44. Труба	Сталь	1	м
45. Труба	Сталь	1	м
46. Труба	Сталь	1	м
47. Труба	Сталь	1	м
48. Труба	Сталь	1	м
49. Труба	Сталь	1	м
50. Труба	Сталь	1	м
51. Труба	Сталь	1	м
52. Труба	Сталь	1	м
53. Труба	Сталь	1	м
54. Труба	Сталь	1	м
55. Труба	Сталь	1	м
56. Труба	Сталь	1	м
57. Труба	Сталь	1	м
58. Труба	Сталь	1	м
59. Труба	Сталь	1	м
60. Труба	Сталь	1	м
61. Труба	Сталь	1	м
62. Труба	Сталь	1	м
63. Труба	Сталь	1	м
64. Труба	Сталь	1	м
65. Труба	Сталь	1	м
66. Труба	Сталь	1	м
67. Труба	Сталь	1	м
68. Труба	Сталь	1	м
69. Труба	Сталь	1	м
70. Труба	Сталь	1	м
71. Труба	Сталь	1	м
72. Труба	Сталь	1	м
73. Труба	Сталь	1	м
74. Труба	Сталь	1	м
75. Труба	Сталь	1	м
76. Труба	Сталь	1	м
77. Труба	Сталь	1	м
78. Труба	Сталь	1	м
79. Труба	Сталь	1	м
80. Труба	Сталь	1	м
81. Труба	Сталь	1	м
82. Труба	Сталь	1	м
83. Труба	Сталь	1	м
84. Труба	Сталь	1	м
85. Труба	Сталь	1	м
86. Труба	Сталь	1	м
87. Труба	Сталь	1	м
88. Труба	Сталь	1	м
89. Труба	Сталь	1	м
90. Труба	Сталь	1	м
91. Труба	Сталь	1	м
92. Труба	Сталь	1	м
93. Труба	Сталь	1	м
94. Труба	Сталь	1	м
95. Труба	Сталь	1	м
96. Труба	Сталь	1	м
97. Труба	Сталь	1	м
98. Труба	Сталь	1	м

Емкость дренажная подземная горизонтальная ЕП, ЕПП 40 с положением

Экспликация штучер

Б



- Примечание:
1. При разработке и монтаже ЕП (без оборудования) штучер К. Л не производится.
 2. Конструкция по крайней высоте установки зона устроена.
 3. Установка штучера 1м-1,5м в зависимости от условий монтажа и диаметра штучера.
 4. При монтаже штучера с диаметром штучера 40мм.
 5. Расстояние между штучерами 1м-1,5м с учетом расстояния между штучерами 1м-1,5м.
 6. При монтаже штучера с диаметром штучера 40мм.
 7. Штучер (штучер) должен быть установлен по ГОСТ 26-2001-05 "Штучер горизонтальный штучер и штучер".
 8. "Штучер" для штучера.
 9. Емкость ЕП 40 с положением - 10 400507/05
 10. Емкость ЕП 40 с положением - 10 400507/05

А. Штучер (штучер) штучер (штучер)									
Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер
Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер
Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер
Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер
Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер
Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер
Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер
Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер
Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер	Штучер

Приложение Г
(справочное)
Копии документов о возможности повторного применения аппарата
«Хитер-Тритер» I типа



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
И АТОМНОМУ НАДЗОРУ
(РОСТЕХНАДЗОР)

СЕВЕРО-УРАЛЬСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

ул. Хакрекова, д. 10, г. Тюмень, 625003
Телефон: (3452) 44-40-13, Факс: (3452) 45-32-07
E-mail: info@sural.gosnadzor.ru
http://www.sural.gosnadzor.ru
ОКПО 00257673, ОГРН 1027200853316
ИНН/КПП 7202022112/720301001

ПАО "Сургутнефтегаз"

Г. Кукуевицкого ул., д. 1, корп. 1,
г. Сургут, ХМАО-Югра,
Тюменская обл., 628415

На № 06-01-31-11706 от 13.09.2018

О внесении в реестр

УВЕДОМЛЕНИЕ
о внесении сведений

в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности

Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору рассмотрело заявление ПАО "Сургутнефтегаз" № 06-01-31-11706 от 13.09.2018 о внесении заключения экспертизы промышленной безопасности на горизонтальную установку предварительного сброса воды с коалесцером типа "Heater-Treater", серийный №95426, рег.№694, принадлежащую ЦДНГ-1 ДНС-1А с УПСВ Западно-Сургутского месторождения НГДУ "Сургутнефть" ПАО "Сургутнефтегаз" № 6905 от 13.09.2018, подготовленного ООО "НХПЭ", в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности и сообщает.

Заключение экспертизы промышленной безопасности внесено в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности с присвоением регистрационного номера 58-ТУ-34464-2018.

Заместитель руководителя

С.Р. Рахимов

Инов. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ТР1.1.ТЧ

Лист

141



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

"НЕФТЕХИМПРОМЭКСПЕРТ"

Адрес: 628406, Автономный округ Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра,
Город Сургут, Улица 30 лет Победы, д.44В тел / факс: 8 (3462) 215-315 / 215-314

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ
ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ № 6905**

Объект экспертизы: Горизонтальная установка предварительного сброса воды с коалесцером типа «Heater-Treater», серийный № 95426, рег. № 694, тех. № 2

Опасный производственный объект (ОПО): Площадка насосной станции Западно-Сургутского месторождения НГДУ «Сургутнефть» № 2

Регистрационный номер ОПО: А58-70020-003

Класс опасности ОПО: III

Предприятие владелец: НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»

Место эксплуатации: ДНС-1А с УПСВ Западно-Сургутского месторождения, ЦДНГ-1

Рег. № 58 - ТУ - 34464 - 2018

Генеральный директор
ООО «Нефтехимпромэксперт»



Ф.Н. Ощепков
2018г.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1023106	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ТР1.1.ТЧ

Лист

142

- условия прочности при фактическом состоянии металла элементов горизонтальной установки и существующих условиях эксплуатации выполняется в течение расчетного срока службы 10 лет.

Испытание на прочность и плотность:

- горизонтальная установка выдержала гидравлическое испытание.

8. Выводы заключения экспертизы

Объект экспертизы промышленной безопасности, применяемый на опасном производственном объекте ДНС-1А с УПСВ Западно-Сургутского месторождения, ЦДНГ-1 (наименование объекта ОПО: Площадка насосной станции Западно-Сургутского месторождения НГДУ «Сургутнефть» № 2, рег. № ОПО: А58-70020-003, класс опасности: III) горизонтальная установка предварительного сброса воды с коалесцером типа «Heater-Treater», серийный № 95426, рег. № 694, тех. № 2 соответствует требованиям промышленной безопасности.

По результатам работ по техническому диагностированию и определения остаточного ресурса, выполненных в рамках экспертизы промышленной безопасности принято решение о возможности продолжения эксплуатации горизонтальной установки предварительного сброса воды с коалесцером типа «Heater-Treater», серийный № 95426, рег. № 694, тех. № 2 с разрешенными параметрами.

Срок дальнейшей безопасной эксплуатации горизонтальной установки предварительного сброса воды с коалесцером типа «Heater-Treater», серийный № 95426, рег. № 694, тех. № 2 составляет **10 (десять) лет** при условии эксплуатации на разрешенных параметрах:

- разрешенное давление: 7,03 кгс/см²;
- разрешенная температура: плюс 149 °С;
- рабочая среда: нефть, вода, газ;

и выполнении следующих условий:

- соблюдение регламентированных технологических режимов работы;
- соблюдение требований нормативно-правовых актов.

Очередное техническое диагностирование в рамках экспертизы промышленной безопасности горизонтальной установки предварительного сброса воды с коалесцером типа «Heater-Treater», серийный. № 95426, инв. № 694, тех. № 2 провести не позднее **15 мая 2028 года**.

Эксперт в областях промышленной безопасности Э4 ТУ, первой категории:
(Кв.уд. АЭ.16.02653.003)

 А.Ю.Ракшин
(подпись)

Эксперт в областях промышленной безопасности Э12 ТУ, первой категории:
(Кв.уд. АЭ.16.00375.008)

 Р.З.Рахматуллин
(подпись)

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ				143

Приложение Д
(справочное)
Копия Технического паспорта установки Хитер-Тритер I типа

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ № Р – 98933

Дата выдачи: 21.02.01

Выдан: Sivals, Inc. Odessa, Texas, США.

Тип оборудования: Горизонтальная установка предварительного сброса воды – ТИП I

Серийный номер: 98933

Номер регистрации национальной ассоциации инспекторов котлов и сосудов работающих под давлением: 13501

Изготовитель: Сивалс, Инк.

Изготовлено: в г. Одесса, Техас, США

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Конструкция ёмкости аппарата

Тип	Горизонтальная установка предварительного сброса воды с коалесцером	Горизонтальная установка предварительного сброса воды с коалесцером
Код	ASME раздел VIII, подразделение 1	ASME раздел VIII, подразделение 1
Габариты	Внешний диам. 120 дюй, длина 40 футов	Внешний диам. 3 048 мм. * 12 192 мм.
Проектное давление	100 фунтов/квадратный дюйм.	7 кг/см2
Температура	-50 ... +300° F	-46...+149° C
Давление опрессовки	150 фунтов/квадратный дюйм	10,55 кг/см2 в течение 30 минут

1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.TЧ	Лист 144

Инва. № подл.	1023106	<div>1</div>
Подп. и дата		
Взам. инв. №		

Код	ASME раздел VIII, подразделение 1	ASME раздел VIII, подразделение 1
Габариты	Внешний диам. 120 дюй, длина 40 футов	Внешний диам. 3 048 мм. * 12 192 мм.
Проектное давление	100 фунтов/квадратный дюйм.	7 кг/см2
Температура	-50 ... +300° F	-46...+149° C
Давление опрессовки	150 фунтов/квадратный дюйм	10,55 кг/см2 в течение 30 минут

Материал кожуха	½ дюйма, SA-516-70	12,7 мм SA-516-70
Материал головки	5/8 дюйма, SA-516-70	15,9 мм SA-516-70
Жаровые трубы	Две трубы с наружным диаметром 29,5 дюйма, толщина стенки 5/8 дюйма нормализованная, SA-516-70	Две трубы с наружным диаметром 749 мм., толщиной стенки 15,9, нормализованная, SA-516-70
Площадь	354,2 кв. фута	32,9 м2
Дымовые трубы	Две, со внешним диаметром 30 дюймов, высота 20 футов	Две, со внешним диаметром 762 мм, высота 6096 мм, т-образная с дождевиком

Присоединения

Впуск	16 дюй. RFLWN – 1 шт.	406мм – 1 шт.
Выпуск газа	6 дюй. 150 RFWN – 1 шт.	152 мм – 1 шт.
Выпуск нефти	6 дюй. 150 RFWN – 1 шт.	152 мм – 1 шт.
Выпуск воды	10 дюй. 150 RFWN – 1 шт.	254 мм – 1 шт.
Предохранительный клапан	4 дюй. 150 RFWN – 1 шт.	102 мм – 1 шт.
Предохранительный клапан	3 дюй. 150 RFWN – 1 шт.	76 мм – 1 шт.
Показатель давления	2 дюй. 150 RFWN с уменьшенной заглушкой (1/2 дюй.) - 1 шт.	51 мм – 1 шт.
Мерные стёкла	2 дюй. 150 RFWN с уменьшенной заглушкой (3/4 дюй.) 150 RFWN – 6 шт.	51 мм – 6 шт.
Показ. темп., TI	2 дюй. 150 RFWN с уменьшенной заглушкой (1 дюй.) – 6 шт.	51 мм – 7 шт.
Термостат, TS		
Термопара, TC		
Датчик –выкл. уровня, LS	3 дюй. 150 RFWN с уменьшенной заглушкой разм. 1 1/2 дюй. – 2 шт.	76 мм – 1 шт.
Аноды	4 дюй. 150 RFWN – 6 шт.	102 мм – 6 шт.
Сливные патрубки	2 дюй. 150 RFWN – 3 шт.	51 мм – 3 шт.
Межфазный слив	4 дюй. 150 RFWN – 2 шт.	102 мм – 2 шт.
Регулятор уровня нефти	10 дюй. 150 RFWN – 1 шт.	254 мм – 1 шт.
Люк-лаз - струб.	18 дюй. 150 RFWN – 2 шт.	457 мм – 2 шт.
Выпуск воды	10 дюй. 150 RFWN – 1 шт.	254 мм – 1 шт.
Водное сопло впуска	2 дюй. 150 RFWN – 1 шт.	51 мм – 1 шт.

2

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							
1023106									
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP1.1.T4			Лист
									145

Межфазный слив	4 дюй. 150 RFWN – 2 шт.	102 мм – 2 шт.
Регулятор уровня нефти	10 дюй. 150 RFWN – 1 шт.	254 мм – 1 шт.
Люк-лаз - струб.	18 дюй. 150 RFWN – 2 шт.	457 мм – 2 шт.
Выпуск воды	10 дюй. 150 RFWN – 1 шт.	254 мм – 1 шт.
Водное сопло впуска	2 дюй. 150 RFWN – 1 шт.	51 мм – 1 шт.

2

Водное сопло
выпуска

3 дюй. 150 RFWN – 1 шт.

76 мм – 1 шт.

Технологические параметры

	70% воды от общей жидк.	90% воды от общей жидкости
Расход газа	4 815 600 ст. фт3/сутки; 136 364 м3/сутки	1 605 181 ст. фт3/сутки; 45 454 м3/сутки
Общий расход жидкости	66 441 ст. бар./сутки; 10 000 тонн/сутки	64 127 ст. бар./сутки; 10 000 тонн/сутки
Нефть	22 362 бар./сутки; 3 000 тонн/сутки	7 454 бар./сутки; 1 000 тонн/сутки
Вода	44 079 бар./сутки; 7 000 тонн/сутки	56 673 бар./сутки; 9 000 тонн/сутки
Подтов. вода (80% общей воды)	35 263 бар./сутки; 5 606 м3/сутки	45 338 бар./сутки; 7 208 м3/сутки
Вода в эмульсии (20% общей воды)	8 816 бар./сутки; 1 402 м3/сутки	11 335 бар./сутки; 1 802 м3/сутки
Эмульсия	31 178 бар./сутки; 4 957 м3/сутки	18 789 бар./сутки; 2 987 м3/сутки
Доля воды в эмульсии	0,28	0,6
Общее количество доступной теплоты	6 875 000 бте/час; 1 732 500 ккал/час	6 875 000 бте/час; 1 732 500 ккал/час
Объем отстаиваемой воды	114,4 барреля; 18,2 м3	114,4 барреля; 18,2 м3
Объем отстаиваемой нефти	354,7 барреля; 56,4 м3	354,7 барреля; 56,4 м3
Время отстоя нефти	22,8 мин.	68,5 мин.
Время отстоя эмульсии	16,4 мин.	27 мин.
Время отстоя воды	3,7 мин.	2,9 мин.
Время отстоя подтоварной воды	4,7 мин.	3,6 мин.

Параметры трубной обвязки:

Расход газа	14,4 фактич. фт3/сек.; 0,41 м3/сек.	4,8 фактич. фт3/сек.; 0,41 м3/сек.
Скорость потока	71 фт/сек.; 21,6 м/сек.	23,7 фт/сек.; 7,22 м/сек.
Падение давления на каждые 100 футов 6-дюй. трубы	0,38 psi/100 фт.; 0,88 кг/см2 - км	0,03 psi/100 фт.; 0,07 кг/см2 - км
Расход нефти	652 гал/мин; 2,47 м3/мин.	217 гал/мин; 0,82 м3/мин.

3

Изн. № подл.	Взам. инв. №
1023106	
Подп. и дата	
Изн. № подл.	Взам. инв. №
1023106	
Подп. и дата	

Изн.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-TP1.1.TЧ

Лист

146

Падение давления на каждые 100 футов 6-дюй. трубы	1,2 psi/100 фт.; 2,8 кг/см2 - км	0,2 psi/100 фт.; 0,5 кг/см2 - км
Скорость	7,2 фт/сек.; 2,2 м/сек.	2,5 фт/сек.; 0,76 м/сек.
Расход воды	1286 гал/мин.; 4,87 м3/мин.	1653 гал/мин.; 6,26 м3/мин.
Падение давления на каждые 100 футов 4-дюй. трубы	1,2 psi/100 фт. 2,8 кг/см2 - км	1,7 psi/100 фт. 3,9 кг/см2 - км
Скорость	7,2 фт./сек.; 2,2 м/сек.	8,8 фт./сек.; 2,7 м/сек.
Отклонитель потока с направл. щитками	Снимается для покраски	
Влагоотбойник	Сетка, толщ. 6 дюй. (152 мм)	
Нефтяной раздел	С люком (прикр. на болтах) д/покраски	
Линия топл. газа д/подогрева	Линия разм. 1 дюй.	
Подъёмные проушины	4 шт.	
Опора	2 – сёдла с комп. пластинами, основа и отверстия д/болтов (500 мм ширина в основании)	
Рамное основание	Только д/блока управления	
Блок управления:		
Размер	Длина 240 дюй. (6 069 мм.) * ширина 125 дюй. (3 175 мм.) * высота 142 дюй. (3697 мм)	
Материал	3/16 дюй. (4,8 мм) SA-36	
Теплоизоляция	2 дюй. (50,8 мм) материал «минеральная вата» с алюминиевой рубашкой	
Рамное основание	10 дюй. (254 мм) WF, 77 фнт. (35 кг.) с ромбовым рефлёмным настилом для пола блока управления	
Дверь	Одна – 34 дюй. (914 мм) 86 дюй. (2 188 мм)	
Обогреватель	2 шт.	
Вентиляторы	2 вытяжных и 1 приточный	
Изготовление:		
Сварка	ASME раздел IX	
Трубы и соединения	Нержав. сталь	
Электрический кодекс	NEC	
Классификация	Класс 1, группа D, раздел 1	
Освещение	Есть	
Отопление	Есть	
Внешние металлические поверхности аппарата		
Грунт. покрытие	Carboline CZ-11HS неорганический цинк	
Промежуточное	Carboline 890 Epoxy	
Отделочное	Carboline Epoxy 134HS	

Инв. № подл.		Подп. и дата		Взам. инв. №	
1023106					
Внешние металлические поверхности аппарата					
Грунт. покрытие Carboline CZ-11HS неорганический цинк					
Промежуточное Carboline 890 Epoxy					
Отделочное Carboline Epoxy 134HS					
4					
17342-TP1.1.TЧ					
Лист					
147					

Приложение Е
(справочное)

Копия технических требований на закупку запорно-регулирующей арматуры для объектов капитального строительства, капитального ремонта и ремонтно-эксплуатационных нужд нефтепромысловых объектов в ПАО «Сургутнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
генерального директора
ПАО «Сургутнефтегаз»

А.С. Нурьев
«13» _____ 2019 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
на закупку запорно-регулирующей арматуры для объектов
капитального строительства, капитального ремонта и ремонтно-
эксплуатационных нужд нефтепромысловых объектов
в ПАО «Сургутнефтегаз»

1. Назначение и область применения

1.1. Запорно-регулирующая арматура (далее ЗРА) предназначена для герметичного перекрытия и регулировки (регулирующие клапана) потока рабочей среды на объектах обустройства месторождений (нефтегазопроводы, газопроводы, нефтепроводы, высоконапорные и низконапорные водоводы, технологические трубопроводы площадочных объектов подготовки нефти и системы поддержания пластового давления).

1.2. Настоящие требования распространяются на ЗРА с номинальным диаметром проходного сечения от DN15 до DN1200 мм и номинальным давлением до 25,0 МПа.

2. Технические характеристики

2.1. Задвижки должны обеспечивать герметичность перекрытия прохода по классу «А» в соответствии с ГОСТ 9544-2015.

2.2. Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – ХЛ1 с температурой окружающей среды от -60 °С до +40 °С, если иное не указано в опросных листах. В ЗРА должны быть применены смазки, позволяющие работать в климатических условиях ХЛ1, и предусмотрены меры по консервации (смазка консервационная, упаковка документации и ЗИП, заглушки транспортировочные, позволяющие хранить и перевозить ЗРА на открытых площадках в климатических условиях ХЛ1).

2.3. Задвижки должны быть клинового (шиберного) типа с сальниковым уплотнением по штоку.

2.4. Материалы основных деталей ЗРА должны быть стойкими по отношению к рабочей среде и внешним воздействиям. Материал основных деталей и комплектующих ЗРА в зависимости от агрессивности перекачиваемой жидкости приведен в таблице 1.

Инов. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата										
1023106												
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							Лист
										17342-ТР1.1.ТЧ		152

Таблица 1

№ п/п	Наименование детали	Материальное исполнение ЗРА		Примечание
		Обычное	Коррозионно-стойкое	
	Агрессивность перекачиваемой среды	Неагрессивная, слабоагрессивная, средне агрессивная, агрессивная	Сильно-агрессивная	
1	Корпус, крышка	Сталь 20ГЛ, стандарт ЦКБА 014-2004, Сталь 20ГМЛ ГОСТ 21357-87	12Х18Н9ТЛ, 12Х18Н12М3ТЛ ГОСТ 977-88	
2	Клин цельный	20Х13, 30Х13 ГОСТ 5632-2014, 12Х18Н9Т ГОСТ 5949-2018, 12Х18Н9ТЛ, 12Х18Н12М3ТЛ ГОСТ 977-88	12Х18Н9ТЛ ГОСТ 977-88, 12Х18Н9Т, 12Х18Н12М3Т ГОСТ 5949-2018	
3	Шпindelъ	12Х18Н9Т, 10Х17Н13М3Т, 14Х17Н2, 13Х11Н2В2МФ ГОСТ 5949-2018	12Х18Н9Т, 10Х17Н13М3Т, 14Х17Н2, 13Х11Н2В2МФ ГОСТ 5949-2018	
4	Гайка	Сталь 25 ГОСТ 1050-2013, сталь 35Х ГОСТ 4543-2016	12Х18Н9Т ГОСТ 5949-2018	
5	Шпилька	Сталь 35, сталь 40Х ГОСТ 1050-2013	45Х14Н14В2М ГОСТ 5949-2018	
6	Наплавка за-творной части корпуса	04Х19Н9С2, 06Х19Н10М3Т ГОСТ 2246-70	04Х19Н9С2, 06Х19Н10М3Т ГОСТ 2246-70	
7	Наплавка за-творной части клина	04Х19Н11М3, 04Х19Н9С2 ГОСТ 2246-70, 08Х17Н8С6Г ГОСТ 10051-75	04Х19Н9С2, 06Х19Н10М3Т ГОСТ 2246-70	

2.5. Материальное исполнение ЗРА определяется техническими требованиями на проектирование объекта капитального строительства, техническое перевооружение или капитальный ремонт объектов обустройства место-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
1023106							

рождений, исходя из физико-химических свойств и показателей агрессивности рабочей среды и указывается в опросных листах на поставку ЗРА (приложения 1, 2).

2.6. Материальное исполнение ЗРА для ремонтно-эксплуатационных нужд (далее РЭН) указывается в опросных листах (приложения 3, 4), согласовывается с курирующей службой ПАО «Сургутнефтегаз» на стадии рассмотрения потребности структурного подразделения на закуп.

2.7. По согласованию с ПАО «Сургутнефтегаз» допускается применение аналогов материалов (таблица 1), не ухудшающих долговечность, механические и прочностные свойства ЗРА.

2.8. Конструкция ЗРА должна обеспечивать полный срок службы не менее 25 лет, назначенный срок службы – 20 лет, консервационную защиту, обеспечивающую сохранность в течение 24 месяцев, а также обеспечивать удобство и безопасность работ при монтаже, эксплуатации и обслуживании.

2.9. Полный ресурс ЗРА должен составлять не менее 2000 циклов, наработка на отказ не менее 1000 циклов, назначенный ресурс не менее 1000 циклов.

2.10. Присоединение ЗРА к трубопроводу:

2.10.1. Для сильноагрессивных сред – фланцевое с исполнением уплотнительной поверхности фланцев согласно опросным листам с обеих сторон ответные фланцы, присоединительные размеры которых должны соответствовать ГОСТ 33259-2015. По согласованию с ПАО «Сургутнефтегаз» допускается применять фланцы по другой нормативной документации. Применение нестандартных соединений допускается производить в соответствии с требованиями проектной документации на объект. Для ЗРА в обычном исполнении (таблица 1) допускается соединение к трубопроводу под приварку

2.11. Соединение «корпус-крышка» фланцевое, на шпильках. Разъем «корпус-крышка» должен иметь уплотнение из материалов, работоспособных во всем интервале температур рабочей среды и окружающего воздуха. Уплотнение разъема «корпус-крышка» и сальниковое уплотнение должны обеспечивать герметичность в течение назначенного срока службы (ресурса).

2.12. ЗРА для надземной установки эксплуатируются на открытом воздухе без защитных сооружений от атмосферных воздействий или с применением теплоизолирующих конструкций, в том числе съемных конструкций, а также в помещениях, если иное не оговорено в опросных листах.

2.13. Рабочая среда – нефть, вода, газ, конденсат, реагент. Температура рабочей среды от -10 °С до +60 °С. Рабочая среда для площадочных объектов подготовки газа – газ от -30 °С до +60 °С.

2.14. Температура окружающей среды при эксплуатации от -60 °С до +40 °С.

2.15. Конструкция ЗРА должна обеспечивать свободный проход внутритрубных средств очистки, диагностики, герметизации и разделительных устройств. ЗРА должна иметь полнопроходное сечение и должна обеспечивать двухстороннее направление движения среды. В открытом положении узла затвора внутри проходного сечения не должно быть выступающих частей конструкции.

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	ектов подготовки газа – газ от -30 °С до +60 °С.								
				2.14. Температура окружающей среды при эксплуатации от -60 °С до +40 °С.								
				2.15. Конструкция ЗРА должна обеспечивать свободный проход внутритрубных средств очистки, диагностики, герметизации и разделительных устройств. ЗРА должна иметь полнопроходное сечение и должна обеспечивать двухстороннее направление движения среды. В открытом положении узла затвора внутри проходного сечения не должно быть выступающих частей конструкции.								
						17342-TP1.1.TЧ						Лист
												154
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

2.16. Монтаж (демонтаж) ЗРА должен производиться без применения специального инструмента.

Сварные швы корпусных деталей ЗРА, обеспечивающие прочность и герметичность по отношению к внешней среде, должны подвергаться 100 % контролю радиографическими методами. Контроль качества сварочных соединений ЗРА должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 33857-2016.

2.17. Шпиндель должен изготавливаться из коррозионностойкой стали, обеспечивающей работоспособность изделия в течение срока службы (таблица 1).

2.18. Клин (шибер) задвижки одиночный, цельный должен изготавливаться из марок сталей, обеспечивающих защиту от корродирующих факторов, присутствующих в транспортируемой среде (таблица 1). Узел крепления клина (шибера) со штоком согласовать с заказчиком.

2.19. Материал корпусов ЗРА должен обеспечивать надежную защиту оборудования от воздействия рабочей и окружающей среды в течение срока службы.

2.20. Скорость коррозии материала уплотнительных поверхностей узла затвора должна быть не более 0,05 мм/год.

2.21. Уплотнительные поверхности узла затвора должны быть работоспособны в заданных рабочих средах во всем интервале рабочих температур.

2.22. ЗРА должна быть испытана в соответствии с требованиями ГОСТ 356-80.

2.23. Для ЗРА в обычном исполнении (таблица 1) должны быть применены современные качественные антикоррозионные покрытия (краски), позволяющие хранить, перевозить и эксплуатировать ЗРА в климатических условиях ХЛ1. ЗРА должна иметь заводское антикоррозионное покрытие и должна быть окрашена согласно требованиям опросных листов ПАО «Сургутнефтегаз» (приложение 1-4).

2.24. Корпусные детали ЗРА в коррозионностойком исполнении окраске не подлежат.

2.25. Остальные не указанные требования должны соответствовать требованиям ГОСТ 5762-2002.

2.26. Тип и исполнение привода к задвижкам должны быть согласованы с ПАО «Сургутнефтегаз» и соответствовать опросным листам.

2.27. Настоящие требования и ГОСТы (ГОСТ 15150-69, ГОСТ 9544 - 2015, ГОСТ 33259-2015, ГОСТ 33857-2016, ГОСТ 4666-2015) применимы к любому типу ЗРА. Дополнительные требования к ЗРА указываются в опросных листах.

3. Требования к документации и комплектации

3.1. Эксплуатационная документация должна содержать:

3.1.1. Паспорт на каждую единицу оборудования (к паспорту прикладываются заверенная копия сертификата соответствия изделия техническим регламентам таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работаю-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
							155

Инв. № подл.	1023106	3. Требования к документации и комплектации 3.1. Эксплуатационная документация должна содержать: 3.1.1. Паспорт на каждую единицу оборудования (к паспорту прикладываются заверенная копия сертификата соответствия изделия техническим регламентам таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работаю-
Подп. и дата		
Взам. инв. №		

щего под избыточным давлением», документы, подтверждающие контроль качества литья данной партии ЗРА;

3.1.2. Руководство по эксплуатации на каждую партию поставляемой продукции с разделами:

- устройство и принцип работы;
- подготовка изделия к использованию;
- инструкция по монтажу и эксплуатации;
- использование по назначению;
- техническое обслуживание и ремонт;
- условия передачи в ремонт.

3.2. Ремонтная документация на каждую партию поставляемой продукции должна содержать руководство по ремонту с разделами:

- технические требования;
- карты сопряжений;
- карты технических требований на отбраковку;
- рекомендуемые методы ремонта и восстановления деталей;
- нормы расхода ЗИП на ремонт;
- требования к собранному изделию;
- контрольные испытания и приемка;
- покрытия, смазка и консервация;
- комплектность (каталог запасных частей);
- маркировка, упаковка, транспортирование и хранение;
- требования безопасности и производственной санитарии;
- методика проведения неразрушающего контроля после ремонта (при необходимости);
- схемы строповки;
- методику продления срока безопасной эксплуатации оборудования, срок службы которого окончен (при необходимости).

3.3. Вся эксплуатационная документация должна быть согласована с ПАО «Сургутнефтегаз». Представление документации на согласование должно быть обеспечено не позднее, чем за 15 дней до планируемых приемосдаточных испытаний.

3.4. Эксплуатационная документация (паспорт, руководство по эксплуатации) должна быть оформлена согласно ГОСТ 2.601-2013 и содержать указания по подготовке к эксплуатации изделий при отрицательных температурах.

3.5. Ремонтная документация (руководство по ремонту) должна быть оформлена согласно ГОСТ 2.602-2013.

Вся документация должна быть выполнена на русском языке.

Каждое изделие должно быть испытано на заводе-изготовителе на соответствие заявленным техническим характеристикам, о чем должна быть сделана соответствующая отметка в паспорте.

3.6. ЗРА для ремонтно-эксплуатационных нужд поставляется в комплекте с крепежом и ответными фланцами (ЗРА высокого давления дополнительно комплектуется уплотнительными металлическими кольцами). Комплектность ЗРА для объектов капитального строительства и капитального ремонта согласно опросным листам «СургутНИПИнефть».

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ				156

3.7. В состав инструкции по монтажу, эксплуатации, обслуживанию и ремонту должны быть включены разделы по диагностированию (без демонтажа задвижки с трубопровода) с указанием критериев вывода из эксплуатации (показатели физического износа, коррозии или результаты дефектоскопии), программа и методики проведения контрольных испытаний и продления срока службы, а также информация о необходимости предусмотреть опоры и конструкцию опор.

4. Требования к испытаниям и приемке

4.1. На заводе-изготовителе должно быть обеспечено:

4.1.2. Контроль качества литья корпусов и крышек ЗРА.

4.1.3. Контроль толщины стенок корпусных деталей ультразвуковым методом с приложением к паспорту ЗРА эскиза корпуса с указанием точек измерений в соответствии с п.8.3.3. ГОСТ 33257-2015.

4.1.4. Входной контроль основных и вспомогательных материалов, комплектующих изделий, качество которых должно быть подтверждено сертификатами соответствия, а при необходимости путем проведения испытаний (анализов).

4.1.5. Детали ЗРА, находящиеся под давлением рабочей среды (корпус, крышка), при изготовлении должны подвергаться неразрушающему контролю в объеме:

- визуально-измерительный контроль – 100%;

- акустико-эмиссионный контроль (по ПБ 03-593-03), ультразвуковая дефектоскопия и радиографический метод выявления внутренних дефектов в соответствии с конструкторской документацией.

Контроль качества сварочных соединений ЗРА должен проводиться в соответствии с требованиями п.13 ГОСТ 33857-2016.

4.2. Операционному контролю должны подвергаться сборочные единицы и детали в процессе их изготовления ОТК предприятия-изготовителя.

4.3. Проведение периодических испытаний в объеме и порядке, предусмотренных программами и методиками испытаний (п.7.3 ГОСТ 5762-2002, п.4.2 ГОСТ 15.309-98).

4.4. Проведение дополнительных испытаний отливок и металлопроката на стойкость к межкристаллитной коррозии (МКК) за исключением стали 20ГЛ и 20ГМЛ.

4.5. Результаты всех видов контроля и испытаний должны оформляться актами и отражаться в паспорте на ЗРА.

4.6. Каждое изделие должно быть испытано на прочность и плотность металла и сварных швов ЗРА на испытательных стендах согласно требованиям п.8 ГОСТ 5762-2002, п.8.4, 8.5 ГОСТ 33257-2015.

4.7. Контроль качества, методы испытания, испытательное давление и время выдержки ЗРА на испытательном стенде должны соответствовать требованиям ГОСТ 33257-2015.

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	и 20ГМЛ.								
				4.5. Результаты всех видов контроля и испытаний должны оформляться актами и отражаться в паспорте на ЗРА.								
				4.6. Каждое изделие должно быть испытано на прочность и плотность металла и сварных швов ЗРА на испытательных стендах согласно требованиям п.8 ГОСТ 5762-2002, п.8.4, 8.5 ГОСТ 33257-2015.								
4.7. Контроль качества, методы испытания, испытательное давление и время выдержки ЗРА на испытательном стенде должны соответствовать требованиям ГОСТ 33257-2015.												
						17342-TP1.1.TЧ						Лист
												157
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

4.8. Поставщик до начала изготовления ЗРА должен предоставить в ПАО «Сургутнефтегаз» план-график изготовления, сборки и испытания продукции, а также направлять в ПАО «Сургутнефтегаз» уведомления о дате начала каждого этапа не позднее 14 дней до его начала с предоставлением возможности присутствия представителя ПАО «Сургутнефтегаз» при операционном контроле на заводе-изготовителе.

4.9. Входной контроль после поступления продукции на склад структурного подразделения ПАО «Сургутнефтегаз» производится специалистами подразделений без разборки ЗРА и не отменяет гарантийных обязательств поставщика.

5. Требования к маркировке и упаковке

5.1. Отверстия фланцев, штуцеров ЗРА должны быть закрыты транспортными заглушками или пробками.

5.2. Заводская упаковка должна обеспечивать надежное крепление, сохранность и отсутствие повреждений составных частей изделия и документации при погрузке, транспортировке, выгрузке и хранении.

5.3. Маркировка задвижек должна производиться в соответствии с ГОСТ 4666-2015 «Арматура трубопроводная. Требования к маркировке».

6. Требования безопасности

6.1. Конструкция ЗРА должна соответствовать общим требованиям безопасности, ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.1.004, Федеральному закону РФ от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», требованиям федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 №101, техническим регламентам таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» и других нормативных документов.

6.2. Арматура должна соответствовать настоящим техническим требованиям и иметь сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности.

7. Требования охраны окружающей среды

7.1. Конструкция ЗРА и материалы, используемые при ее изготовлении, не должны содержать факторов, представляющих угрозу для окружающей среды, здоровью персонала.

8. Требования к эксплуатации

8.1. ЗРА должна быть удобна при техническом обслуживании и эксплуатации.

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №	7.1. Конструкция ЗРА и материалы, используемые при ее изготовлении, не должны содержать факторов, представляющих угрозу для окружающей среды, здоровью персонала.					
				8. Требования к эксплуатации					
				8.1. ЗРА должна быть удобна при техническом обслуживании и эксплуатации.					
				17342-TP1.1.TЧ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
						Лист			
						158			

8.2. Рабочее положение для задвижек: полностью открыта или полностью закрыта.

8.3. Рекомендуемое положение ЗРА на трубопроводе горизонтальное (положение штока вертикальное), если иное не оговорено в опросных листах и проектно-сметной документации.

9. Гарантии изготовителя

9.1. На ЗРА должен устанавливаться гарантийный период – не менее 24 месяца с момента начала эксплуатации.

9.2. ЗРА должна иметь гарантию от сквозной наружной и внутренней коррозии корпусных деталей не менее 25 лет.

Инв. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ				159

Лист согласования
к Техническим требованиям на
закупку запорно-регулирующей
арматуры для объектов капиталь-
ного строительства, капитального
ремонта и ремонтно-эксплуатационных
нужд нефтепромысловых объектов в
ПАО «Сургутнефтегаз»

Главный инженер
НГДУ «Федоровскнефть»

А.Ю.Столбовой

Главный инженер
НГДУ «Комсомольскнефть»

А.В.Чибизов

СОГЛАСОВАНО

Заместитель начальника управления
экологической безопасности
и природопользования
ПАО «Сургутнефтегаз»

А.В.Драндусов

Начальник производственного отдела
по подготовке нефти
ПАО «Сургутнефтегаз»

А.П.Корнейчук

Начальник производственного отдела
по добычи нефти и
поддержанию пластового давления
ПАО «Сургутнефтегаз»

М.А.Тараскин

Главный механик –
начальник управления
главного механика
ПАО «Сургутнефтегаз»

С.В.Медведев

Главный инженер
«СургутНИПИнефть»

А.П.Пестряков

Главный инженер ЦБПО БНО
ПАО «Сургутнефтегаз»

К.В.Горбатов

08.05.2019 08.05.2019 08.05.2019 08.05.2019 08.05.2019 08.05.2019 08.05.2019 08.05.2019

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ		Лист
								160

Инов. № подл.	1023106	Подп. и дата	Взам. инв. №
<div>Подпись: А.Ю. Карин 08.05.2019 Подпись: СВ. Пучковская Подпись: А.С. Буланов Подпись: С.В. Дейкина 07.05.2019</div>			

Приложение Ж
(рекомендуемое)
Потребное количество труб

Наименование	Ед. изм.	Показатели
1	2	3
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Вторая очередь		
Нефтегазопровод		
DN 20 мм	м	2
DN 250 мм	м	20
DN 300 мм	м	17+456
DN 400 мм	м	30+338
Нефтепровод технологический		
DN 20 мм	м	5
DN 50 мм	м	118,5
DN 80 мм	м	5
DN 100 мм	м	1398
DN 150 мм	м	345,5
DN 200 мм	м	358,5
DN 250 мм	м	246
DN 300 мм	м	838
DN 400 мм	м	638
Газопровод аварийного сброса		
DN 15 мм	м	16
DN 25 мм	м	401
DN 50 мм	м	11,5
DN 80 мм	м	9
DN 100 мм	м	38,5
DN 150 мм	м	370,5
DN 200 мм	м	448
DN 250 мм	м	375
Газопровод высокого давления (топливный, на котельную)		
DN 100 мм	м	5
Газопровод технологический (на аппараты типа Хитер-Тритер)		
DN 20 мм	м	0,5
DN 25 мм	м	1
DN 50 мм	м	2
DN 80 мм	м	5,5
DN 100 мм	м	35
Газопровод технологический		
DN 15 мм	м	2
DN 25 мм	м	51,5
DN 50 мм	м	39,5
DN 80 мм	м	65
DN 100 мм	м	284
DN 150 мм	м	258

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1023106		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-TP1.1.ТЧ

Лист

161

DN 200 мм	м	81
Трубопровод дренажа		
DN 20 мм	м	18,2
DN 25 мм	м	197,5
DN 30 мм	м	3
DN 50 мм	м	343,5
DN 100 мм	м	280,5
DN 150 мм	м	276,5
DN 200 мм	м	453,5
Трубопровод подачи реагента		
DN 50 мм	м	537
Трубопровод пластовой воды		
DN 25 мм	м	7
DN 100 мм	м	16
DN 150 мм	м	197
DN 200 мм	м	23
DN 250 мм	м	15,5
DN 300 мм	м	618,5
Канализация производственная (самотечная)		
DN 100 мм	м	10,5
DN 200 мм	м	39
Трубопровод инженерный (футляра)		
DN 500 мм	м	50,0
DN 700 мм	м	24,0
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Третья очередь		
DN 20	м	10
DN 40	м	3
DN 50	м	0,5
DN 80	м	0,2
DN 100	м	0,2
Нефтепровод технологический		
DN 150 мм	м	2
DN 200 мм	м	2
DN 250 мм	м	10,5
Газопровод аварийного сброса		
DN 25 мм	м	15,5
DN 150 мм	м	7,5
Газопровод технологический (на аппараты типа Хитер-Тритер),		
Газопровод технологический		
DN 25 мм	м	0,5
DN 50 мм	м	1
DN 80 мм	м	11
DN 100 мм	м	5,5
DN 150 мм	м	
Трубопровод дренажа		
DN 25 мм	м	1
DN 50 мм	м	8,5

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1023106	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-TP1.1.ТЧ

Лист

162

DN 100 мм	м	5,5
DN 150 мм	м	6,5
Трубопровод пластовой воды		
DN 150 мм	м	1
DN 250 мм	м	5
Канализация производственная (самотечная)		
DN 100 мм	м	2
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Четвертая очередь		
DN 20	м	10
DN 40	м	3
DN 50	м	0,5
DN 80	м	0,2
DN 100	м	0,2
Нефтепровод технологический		
DN 150 мм	м	1
DN 200 мм	м	20,5
Газопровод аварийного сброса		
DN 100 мм	м	2
DN 150 мм	м	8
Газопровод технологический (на аппараты типа Хитер-Тритер), Газопровод технологический		
DN 25 мм	м	0,5
DN 50 мм	м	2
DN 80 мм	м	3,5
DN 100 мм	м	7,5
DN 150 мм	м	8,5
Трубопровод дренажа		
DN 25 мм	м	2
DN 50 мм	м	18,5
DN 100 мм	м	5,5
DN 150 мм	м	8
DN 200 мм	м	8
Трубопровод пластовой воды		
DN 100 мм	м	6
Канализация производственная (самотечная)		
DN 100 мм	м	10
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Пятая очередь		
Нефтепровод технологический		
DN 250 мм	м	92
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Седьмая очередь		
Трубопровод дренажа		
DN25 мм	м	0,5
DN50 мм	м	8,5+33

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1023106	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ТР1.1.ТЧ

Лист

163

Приложение И
(рекомендуемое)
Потребное количество арматуры

Наименование	Количество, шт.	Масса, кг	Примечание
1	2	3	4
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Вторая очередь			
Вентиль прямооточный под манометр (УХЛ1)	1	0,8	DN5 мм, PN35,0 МПа
Узел ввода реагента (ХЛ1)	1	120,0	DN400 мм, PN1,6 МПа
Пробозаборное устройство (ХЛ1)	1	120,0	DN400 мм, PN1,6 МПа
Пробозаборное устройство (ХЛ1)	1	120,0	DN300 мм, PN1,6 МПа
Задвижка клиновая под электропривод (ХЛ1)	11	245,0	DN250 мм, PN1,6 МПа
Задвижка клиновая под электропривод (ХЛ1)	1	380,0	DN300 мм, PN1,6 МПа
Задвижка клиновая под электропривод (ХЛ1)	3	620,0	DN400 мм, PN1,6 МПа
Задвижка клиновая под электропривод (ХЛ1)	2	191,0	DN200 мм, PN1,6 МПа
Задвижка клиновая под электропривод (ХЛ1)	11	128,0	DN150 мм, PN1,6 МПа
Задвижка клиновая под электропривод (ХЛ1)	1	436,0	DN200 мм, PN6,3 МПа
Задвижка клиновая под электропривод (ХЛ1)	7	260,0	DN150 мм, PN6,3 МПа
Задвижка клиновая под электропривод (ХЛ1)	2	725,0	DN300 мм, PN6,3 МПа
Задвижка клиновая (ХЛ1)	4	90,0	DN150 мм, PN1,6 МПа
Задвижка клиновая (ХЛ1)	46	130,0	DN200 мм, PN1,6 МПа
Задвижка клиновая (ХЛ1)	25	255,0	DN250 мм, PN1,6 МПа
Задвижка клиновая (ХЛ1)	14	390,0	DN300 мм, PN1,6 МПа
Задвижка клиновая (ХЛ1)	5	635,0	DN400 мм, PN1,6 МПа
Задвижка клиновая (ХЛ1)	1	370,0	DN200 мм, PN6,3 МПа
Задвижка клиновая (ХЛ1)	2	765,0	DN300 мм, PN6,3 МПа
Задвижка клиновая (ХЛ1)	2	90,0	DN100 мм, PN6,3 МПа
Задвижка клиновая (ХЛ1)	7	180,0	DN150 мм, PN6,3 МПа
Задвижка клиновая (ХЛ1)	4	470,0	DN250 мм, PN6,3 МПа
Задвижка клиновая (ХЛ1)	3	50,0	DN50 мм, PN6,3 МПа
Задвижка клиновая (ХЛ1)	3	240,0	DN200 мм, PN6,3 МПа
Клапан регулирующий с электроприводом (УХЛ(1))	1	130,0	DN50 мм, PN6,3 МПа
Клапан регулирующий с электроприводом (УХЛ(1))	1	160,0	DN80 мм, PN6,3 МПа
Клапан регулирующий с электроприводом (УХЛ(1))	1	110	DN50 мм, PN1,6 МПа
Клапан регулирующий с	2	180	DN100 мм, PN1,6 МПа

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Задвижка клиновая (ХЛ1)	2	90,0	DN100 мм, PN6,3 МПа
								Задвижка клиновая (ХЛ1)	7	180,0	DN150 мм, PN6,3 МПа
								Задвижка клиновая (ХЛ1)	4	470,0	DN250 мм, PN6,3 МПа
								Задвижка клиновая (ХЛ1)	3	50,0	DN50 мм, PN6,3 МПа
								Задвижка клиновая (ХЛ1)	3	240,0	DN200 мм, PN6,3 МПа
								Клапан регулирующий с электроприводом (УХЛ(1))	1	130,0	DN50 мм, PN6,3 МПа
Инв. № подл.	1023106	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист	Клапан регулирующий с электроприводом (УХЛ(1))	1	160,0	DN80 мм, PN6,3 МПа				
				Клапан регулирующий с электроприводом (УХЛ(1))	1	110	DN50 мм, PN1,6 МПа				
				Клапан регулирующий с электроприводом (УХЛ(1))	2	180	DN100 мм, PN1,6 МПа				
				164							

Наименование	Количество, шт.	Масса, кг	Примечание
1	2	3	4
электроприводом (УХЛ(1))			
Клапан регулирующий с электроприводом (УХЛ(1))	1	240	DN150 мм, PN1,6 МПа
Клапан регулирующий с электроприводом (ХЛ1)	3	280,0	DN200 мм, PN1,6 МПа
Клапан регулирующий (УХЛ(1))	2	22,0	DN15 мм, PN1,6 МПа
Клапан электромагнитный (ХЛ1)	1	10,0	DN50 мм, PN2,5 МПа
Клапан электромагнитный (ХЛ1)	1	14,0	DN80 мм, PN2,5 МПа
Клапан обратный (ХЛ)	2	13,9	DN25 мм, PN6,3 МПа
Клапан запорный (ХЛ)	4	8,1	DN25 мм, PN6,3 МПа
Клапан обратный поворотный (ХЛ1)	1	38,0	DN80 мм, PN1,6 МПа
Клапан обратный поворотный (ХЛ1)	8	42,0	DN100 мм, PN1,6 МПа
Клапан обратный поворотный (ХЛ1)	4	116,0	DN150 мм, PN1,6 МПа
Клапан обратный поворотный (ХЛ1)	7	116,0	DN150 мм, PN6,3 МПа
Блок предохранительных клапанов с устройствами переключающими в составе:	4	218	
Клапан предохранительный (ХЛ1)	8		СППК5 80 -16 лс
переключающее устройство (ХЛ1)	4		ПУ 80-16-07
переключающее устройство (ХЛ1)	4		ПУ 100-16-06
Блок предохранительных клапанов с устройствами переключающими в составе:	2	394	
Клапан предохранительный (ХЛ1)	4		СППК5 100 -16 лс
переключающее устройство (ХЛ1)	2		ПУ 100-16-07
переключающее устройство (ХЛ1)	2		ПУ 150-16-06
Блок предохранительных клапанов с устройствами переключающими в составе:	1	630	
Клапан предохранительный (ХЛ1)	2		СППК5 150 -16 лс
переключающее устройство (ХЛ1)	1		ПУ 150-16-07
переключающее устройство (ХЛ1)	1		ПУ 200-16-06
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	12	4,2	DN15 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	22	5,5	DN20 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	36	4,0	DN25 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	66	12,0	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	13		DN80 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	55		DN100 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	34		DN150 мм, PN1,6 МПа
Предохранитель огневой (ХЛ1)	2	6,1	DN 100 мм, PN 0,6 МПа
Предохранитель огневой (ХЛ1)	2	6,4	DN 50 мм, PN 0,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	7	4,2	DN15 мм, PN6,3 МПа

Взам. инв. №	Подп. и дата	переклю­чающее устройство (ХЛ1)	1		ПУ 150-16-07
		переклю­чающее устройство (ХЛ1)	1		ПУ 200-16-06
		Кран шаровой запорный (ХЛ1)	12	4,2	DN15 мм, PN1,6 МПа
		Кран шаровой запорный (ХЛ1)	22	5,5	DN20 мм, PN1,6 МПа
		Кран шаровой запорный (ХЛ1)	36	4,0	DN25 мм, PN1,6 МПа
		Кран шаровой запорный (ХЛ1)	66	12,0	DN50 мм, PN1,6 МПа
		Кран шаровой запорный (ХЛ1)	13		DN80 мм, PN1,6 МПа
		Кран шаровой запорный (ХЛ1)	55		DN100 мм, PN1,6 МПа
		Кран шаровой запорный (ХЛ1)	34		DN150 мм, PN1,6 МПа
		Предохранитель огневой (ХЛ1)	2	6,1	DN 100 мм, PN 0,6 МПа
		Предохранитель огневой (ХЛ1)	2	6,1	DN 50 мм, PN 0,6 МПа
		Кран шаровой запорный (ХЛ1)	7	4,2	DN15 мм, PN6,3 МПа

Инва. № подл.	1023106						17342-ТР1.1.ТЧ	Лист
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		

165

Наименование	Количество, шт.	Масса, кг	Примечание
1	2	3	4
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	10	6,5	DN25 мм, PN6,3 МПа
Клапан предохранительный (ХЛ1)	4		СППК5 100 -63 лс
Блок предохранительных клапанов с устройствами переключающими в составе:	1	394	
Клапан предохранительный (ХЛ1)	2		СППК5 100 -16 лс
переключающее устройство (ХЛ1)	1		ПУ 100-16-07
переключающее устройство (ХЛ1)	1		ПУ 150-16-06
Клапан предохранительный (УХЛ4)	1	20,0	СППК4 25 -40
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	2	4,0	DN25 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (УХЛ4)	2	3,6	DN15 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (ХЛ1)	1	1,5	DN25 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый (УХЛ4)	6	13,0	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый (УХЛ4)	1	13,0	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый с удлиненным штоком (УХЛ4)	3	19,5	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый с удлиненным штоком (ХЛ1)	2	19,5	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый с удлиненным штоком (ХЛ1)	2	1,1	DN20 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (ХЛ1)	2	0,6	DN8 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (УХЛ4)	9	0,6	DN8 мм, PN1,6 МПа
Блок предохранительных клапанов с устройствами переключающими в составе:	2	218	
Клапан предохранительный (ХЛ1)	4		СППК5 80 -16 лс
переключающее устройство (ХЛ1)	2		ПУ 80-16-07
переключающее устройство (ХЛ1)	2		ПУ 100-16-06
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	4	4,0	DN25 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (УХЛ4)	4	3,6	DN15 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (ХЛ1)	2	1,5	DN25 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый (УХЛ4)	12	13,0	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый (УХЛ4)	2	13,0	DN50 мм, PN1,6 МПа

Взам. инв. №	Подп. и дата	Клапан предохранительный (ХЛ1)	4	210	СППК5 80 -16 лс
		переключающее устройство (ХЛ1)	2		ПУ 80-16-07
		переключающее устройство (ХЛ1)	2		ПУ 100-16-06
		Кран шаровой запорный (ХЛ1)	4	4,0	DN25 мм, PN1,6 МПа
		Кран шаровой полнопроходной муфтовый (УХЛ4)	4	3,6	DN15 мм, PN1,6 МПа
		Кран шаровой полнопроходной муфтовый (ХЛ1)	2	1,5	DN25 мм, PN1,6 МПа
		Кран шаровой полнопроходной фланцевый (УХЛ4)	12	13,0	DN50 мм, PN1,6 МПа
		Кран шаровой полнопроходной фланцевый (УХЛ4)	2	13,0	DN50 мм, PN1,6 МПа

Инв. № подл.	1023106							17342-TP1.1.TЧ	Лист
									166
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Наименование	Количество, шт.	Масса, кг	Примечание
1	2	3	4
Кран шаровой полнопроходной фланцевый с удлиненным штоком (УХЛ4)	6	19,5	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый с удлиненным штоком (ХЛ1)	4	19,5	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый с удлиненным штоком (ХЛ1)	4	1,1	DN20 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (ХЛ1)	4	0,6	DN8 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (УХЛ4)	18	0,6	DN8 мм, PN1,6 МПа
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Третья очередь			
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	2	4,0	DN25 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	5	20	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	2	30	DN80 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	3	77	DN100 мм, PN1,6 МПа
Блок предохранительных клапанов с устройствами переключающими в составе:	1	394	
Клапан предохранительный (ХЛ1)	2		СППК5 100 -16 лс
переключающее устройство (ХЛ1)	1		ПУ 100-16-07
переключающее устройство (ХЛ1)	1		ПУ 150-16-06
Клапан предохранительный (УХЛ4)	1	20,0	СППК4 25 -40
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	2	4,0	DN25 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (УХЛ4)	2	3,6	DN15 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (ХЛ1)	1	1,5	DN25 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый (УХЛ4)	6	13,0	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый (УХЛ4)	1	13,0	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый с удлиненным штоком (УХЛ4)	3	19,5	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый с удлиненным штоком (ХЛ1)	2	19,5	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый с удлиненным штоком (ХЛ1)	2	1,1	DN20 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (ХЛ1)	2	0,6	DN8 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной	9	0,6	DN8 мм, PN1,6 МПа

Изм. № подл.	1023106
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-TP1.1.ТЧ

Лист

167

Наименование	Количество, шт.	Масса, кг	Примечание
1	2	3	4
муфтовый (УХЛ4)			
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Четвертая очередь			
Задвижка клиновая (ХЛ1)	1	130,0	DN200 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	2	4,0	DN25 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	6	20	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	2	30	DN80 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	3	77	DN100 мм, PN1,6 МПа
Клапан регулирующий с электроприводом (ХЛ1)	1	74,0	DN50 мм, PN1,6 МПа
Блок предохранительных клапанов с устройствами переключающими в составе:	1	218	
Клапан предохранительный (ХЛ1)	2		СППК5 80 -16 лс
переключающее устройство (ХЛ1)	1		ПУ 80-16-07
переключающее устройство (ХЛ1)	1		ПУ 100-16-06
Кран шаровой запорный (ХЛ1)	2	4,0	DN25 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (УХЛ4)	2	3,6	DN15 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (ХЛ1)	1	1,5	DN25 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый (УХЛ4)	6	13,0	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый (УХЛ4)	1	13,0	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый с удлиненным штоком (УХЛ4)	3	19,5	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый с удлиненным штоком (ХЛ1)	2	19,5	DN50 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый с удлиненным штоком (ХЛ1)	2	1,1	DN20 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (ХЛ1)	2	0,6	DN8 мм, PN1,6 МПа
Кран шаровой полнопроходной муфтовый (УХЛ4)	9	0,6	DN8 мм, PN1,6 МПа
Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Седьмая очередь			
Кран шаровой (ХЛ1)	1	60,0	DN50 мм, PN6,3 МПа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР1.1.ТЧ	Лист 168