

**Заказчик - ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»****КУСТЫ №8, №11 ЗАПАДНО-СЕМИВИДОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ****ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ****Раздел 6. Технологические решения****Часть 1. Технологические решения****01-3195.1/20С1775-ТР1****Том 6.1**

Взам. инв. №		<b>Технический директор-главный инженер</b>	18.12.2023	<b>Р.А. Концевич</b>
Подп. и дата		<b>Главный инженер проекта</b>	18.12.2023	<b>М.Е. Демидова</b>
Инв. № подл.	100797			

Разрешение	Обозначение	01-3195.1/20С1775-ТР1
0050-24	Наименование объекта строительства	Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
2	Все	<p align="center"><u>01-3195.1/20С1775-ТР1-С</u></p> <p>Добавлены данные о внесенных изменениях</p>	3	Письмо №06/100-427 от 19.02.2024 г. О направлении откорректированной ПД ТПП «Урайнефтегаз».
	Все	<p align="center"><u>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</u></p> <p>П. 6.1, исключен тип устьевой арматуры на добывающей скважине. Табл. 13, на кусте №8 откорректировано кол-во арматуры. Табл. 19, на кусте №8 откорректированы длины трубопроводов.</p>		
	Все	<p align="center"><u>01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ1</u></p> <p>Добавлены данные о внесенных изменениях. Откорректирована схема обвязки добывающей скважины.</p>		

Согласовано	21.02.24	
	Кирсанова	
	Н. контр.	

Изм.внес	Щетинина		21.02.24	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»	Лист	Листов
Составил	Щетинина		21.02.24			
ГИП	Демидова		21.02.24			
Утв.	Демидова		21.02.24			1

Разрешение	Обозначение	01-3195.1/20С1775-ТР1
2315-23	Наименование объекта строительства	Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
1		Том заменен полностью, в том числе:  <u>01-3195.1/20С1775-ТР1-С</u>  Все Добавлены данные о внесенных изменениях  <u>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</u> Все П. 6.10.3, откорректирована таблица 18  <u>01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ1</u> Все Добавлены данные о внесенных изменениях. Откорректирована схема обвязки добывающей скважины. Актуализирован генеральный план.  <u>01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ2</u>  Все	3	Письмо №06/100-3892 от 18.12.2023 г. О направлении Протокола №01-24-384У от 12.12.2023г. о рассмотрении проектной документации по объектам обустройства ТПП «Урайнефтегаз».

Согласовано	18.12.23	
	Кирсанова	
	Н. контр.	

Изм.внес	Щетинина		18.12.23	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»	Лист	Листов
Составил	Щетинина		18.12.23			
ГИП	Демидова		18.12.23			
Утв.	Демидова		18.12.23			1

Обозначение	Наименование	Примечание
01-3195.1/20С1775-ТР1-С	Содержание тома	Изм.2 (Зам.)
01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ	Текстовая часть	80 л. Изм.2 (Зам.)
	Графическая часть	
01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ1	Куст скважин №8	3 л. Изм.2 (Зам.)
01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ2	Куст скважин №11	3 л. Изм.1 (Зам.)
	Общее количество листов документов, включенных в том	88

Изм. № подл.	100797	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1-С	Стадия	Лист	Листов
Изм. № подл.	100797	Разраб.		Щетинина			21.02.24	Содержание тома	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»		
		Пров.		Перфилова			21.02.24				
		Нач.отд.		Забокрицкая			21.02.24				
		Н. контр.		Кирсанова			21.02.24				
		ГИП		Демидова			21.02.24				

## Содержание

1	Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции.....	4
1.1	Основание для проектирования и основные исходные данные .....	5
1.2	Описание технологической схемы .....	5
2	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд .....	8
3	Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройства сбора и передачи данных от таких приборов.....	9
4	Описание источников поступления сырья и материалов.....	11
5	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции .....	14
6	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	15
6.1	Устье добывающей скважины .....	15
6.2	Устье нагнетательной скважины .....	16
6.3	Устье газонагнетательной скважины .....	17
6.4	Устье водозаборной скважины .....	17
6.5	Площадка для обслуживания скважин и установки лубрикатора.....	17
6.6	Измерительная установка.....	18
6.7	Блок дозирования реагентов .....	19
6.8	Емкость дренажная .....	21
6.9	Запорная арматура.....	22
6.10	Внутриплощадочные трубопроводы .....	26
6.10.1	Назначение трубопроводов .....	26
6.10.2	Расчет стальных трубопроводов на прочность .....	28
6.10.3	Категория трубопроводов.....	32
6.11	Монтаж трубопроводов, контроль качества сварных соединений трубопроводов, испытания трубопроводов, промывка и продувка трубопроводов .....	34
6.11.1	Подготовка и производство монтажных работ .....	34
6.11.2	Прокладка трубопроводов на проектируемых объектах.....	36

Взам. инв. №		Подп. и дата					<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>									
2	-	Зам.	0050-24	21.02.24												
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата											
И Inv. № подл.	100797	Разраб.	Щетинина	21.02.24	<b>Текстовая часть</b>						Стадия	Лист	Листов			
		Пров.	Перфилова	21.02.24							П	1	80			
		Нач.отд.	Забокрицкая	21.02.24							<b>ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»</b>					
		Н. контр.	Кирсанова	21.02.24												
		ГИП	Демидова	21.02.24												

6.11.3	Контроль качества сварных соединений трубопроводов.....	38
6.11.4	Испытания трубопроводов.....	40
6.11.5	Изоляция трубопроводов.....	46
6.11.6	Контроль за надежной и безопасной эксплуатацией трубопроводов.....	47
7	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов.....	52
8	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах.....	53
9	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 так же решения по организации бытового обслуживания персонала.....	57
10	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных 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.....	58
10.1	Охрана труда и техника безопасности.....	58
10.2	Перечень мероприятий по обеспечению промышленной безопасности.....	61
10.3	Перечень мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.....	67
11	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе.....	68
12	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....	69
13	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.....	70
14	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов.....	71
15	Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов.....	72
16	Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного	

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №	<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>						Лист
										2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета, используемых энергетических ресурсов .....73

17 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов .....74

18 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности" .....75

19 Сокращения.....76

20 Ссылочные нормативные документы .....77

Ивл. № подл.	100797					01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ	Лист
	2	-	Зам.	0050-24	21.02.24		3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

# 1 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

В данном томе предусматривается обустройство кустов скважин № 8, № 11.

Общий фонд проектируемых скважин и основные исходные данные, показатели добычи жидкости, нефти, газа для проектируемых объектов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные исходные данные

Показатели	Ед. изм.	Куст	Куст
		№ 11	№8
<b>Фонд скважин</b>			
Всего:	шт.	10	10
- добывающие	шт.	5	7
- разведочная (добывающая):	шт.	1	-
- нагнетательные с отработкой на нефть:	шт.	2	-
- водозаборные:	шт.	2 (1 раб + 1 рез)	-
- газонагнетательные:	шт.	-	3
<b>Система нефтегазосбора</b>			
Максимальный объем добычи нефти, всего	т/сут	158,7	150,8
Максимальный объем добычи жидкости, всего	м <sup>3</sup> /сут	210,0	195,0
Максимальный объем добычи газа, всего	м <sup>3</sup> /сут	180,0	-
Плотность нефти	кг/м <sup>3</sup>	820	820
Газовый фактор	м <sup>3</sup> /т	57,0	57,0
Плотность газа	кг/м <sup>3</sup>	1,789	1,789
Относительная плотность газа по воздуху		1,625 (газ тяжелый)	1,625 (газ тяжелый)
Обводнённость	%	5,0...20	5,0
Расчетное давление в нефтегазосборных сетях, не более	МПа	4,0	4,0
Проектный пласт	-	П	П, Т, КВ
<b>Система ППД</b>			
Объем закачки воды, всего	м <sup>3</sup> /сут	180,0	-
Средняя приёмистость одной скважины	м <sup>3</sup> /сут	90,0	-
<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>			
			Лист
			4

Изм. № подл.	100797	Взам. инв. №	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24



Продукция добывающих скважин куста № 8, № 11 под рабочим давлением не более 4,0 МПа по выкидным линиям (Н19) и трубопроводам отработки на нефть (Н62) поступает на измерительную установку (ИУ), расположенную на кусте скважин, где поочередно замеряется дебит скважин.

Принятое расчетное давление для выкидных трубопроводов (Н19) и трубопроводов отработки на нефть (Н62) не более 4,0 МПа. Переключение скважин на замер в ИУ осуществляется при помощи ПСМ (переключатель скважин многоходовой), располагаемого внутри блока ИУ, по заданной программе или с пульта оператора. Одна скважина находится на замере, остальные по байпасной линии поступают в коллектор.

После измерительной установки нефтегазовая смесь по системе нефтегазосборных трубопроводов поступает на ДНС Западно-Семивидовского месторождения.

Устья скважин в кусте располагаются на одной прямой, на расстоянии не менее 5 м друг от друга с расстоянием между группами не менее 15 м. Количество скважин в группе не превышает четырех.

Согласно п. 6.3.7 СП 231.1311500.2015 «Необходимо обеспечить возможность отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения. Запорная арматура должна иметь дистанционное и автоматическое управление по сигналам систем противоаварийной защиты. Для выполнения данного требования на нефтегазосборном трубопроводе (Н1) куста установлена задвижка с электроприводом (Зд1) с дистанционным и автоматическим управлением по сигналам систем противоаварийной защиты.

Обустройство газонагнетательных скважин с технологическим оборудованием для системы ППД будет предусмотрено в другой проектной документации см. п.6.3.

По мере извлечения нефтепродуктов из залежи ее естественная энергия уменьшается, как и дебиты добывающих скважин. Заводнение нефтяных месторождений применяют с целью поддержания пластового давления (ППД) на заданном уровне и вытеснения нефти водой из пластов.

Поддержание пластового давления для куста скважин № 11 осуществляется путем закачки воды по высоконапорным водоводам от двух водозаборных скважин (1 раб.+1 рез.), оборудованных погружными электронасосами типа УЭЦН, под давлением не более 21,0 МПа в продуктивные пласты нагнетательных скважин. Каждая нагнетательная скважина подключается к высоконапорному водоводу (ВВ5). На трубопроводе (ВВ5) подключения к скважинам предусмотрен счетчик учета воды. В обвязке каждой нагнетательной скважины предусмотрена отключающая запорно-регулирующая задвижка (до счетчика воды по ходу движения потока), позволяющая проводить замену счетчика воды без остановки общего коллектора, во время остановки скважины отключает ее от общего водовода.

Ивл. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					



## 2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Основными ресурсами, требуемыми для технологических нужд проектируемых объектов, являются:

- вода для гидравлических испытаний;
- ингибитор парафиноотложения;
- ингибитор солеотложения;
- электричество.

Объемы ресурсов, требуемых для технологических нужд куста скважин, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Объем ресурсов, требуемых для технологических нужд

Номер куста	Ингибитора парафиноотложения		Ингибитора солеотложения		Вода для гидравлических испытаний м <sup>3</sup>	Потребляемая мощность кВт
	т/год	л/ч	т/год	л/ч		
8	8,256	0,943	0,081	0,009	-	Приведено в томе 5.1
11	8,689	0,992	0,120	0,014	0,36	Приведено в томе 5.1

Необходимость промывки определяется в зависимости от степени загрязнения трубопровода при разработке проекта производства работ. Пропарка емкости осуществляется с помощью передвижной парогенераторной установки (ППУ). Необходимость пропарки и количество пара определяется в зависимости от степени загрязнения емкости при разработке проекта производства работ (ППР). Потребное количество энергоресурсов приведено в томе 5.1.

Основными потребителями электрической энергии являются:

- добывающие скважины, нагнетательные с отработкой на нефть, оборудованные ЭЦН;
- водозаборные скважины, оборудованные ЭЦН;
- электроприводная арматура;
- электроприемники технологического блока измерительной установки;
- электроосвещение территории и проездов;
- электрообогрев фонтанной арматуры добывающих скважин в районе обратного клапана.

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		8

### 3 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройства сбора и передачи данных от таких приборов.

Основными технологическими ресурсами на проектируемом объекте является:

- производимые и передаваемые энергетические ресурсы (продукция водозаборных, добывающих, нагнетательных с отработкой на нефть скважин);
- потребляемые энергетические ресурсы (нагнетательные скважины, ингибитор парафиноотложения, ингибитор солеотложения и электричество).

Согласно Федеральному закону от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов. Решения по организации учета приведены в соответствующих разделах проектной документации.

Перечень приборов учета энергетических ресурсов, места установки и устройства сбора и передачи данных от таких приборов учета приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень приборов учета энергетических ресурсов, места установки и устройства сбора и передачи данных от таких приборов учета

Энергоресурс	Место установки	Тип прибора учета	Устройство сбора и передачи данных от приборов учета
Продукция добывающих скважин, нагнетательных скважин с отработкой на нефть	В блоке измерительной установки заводской готовности (ИУ)	Расходомеры для измерения дебита жидкости и расхода газа	Измерительная установка имеет в составе блок измерений и обработки информации (БИОИ) и станцию телемеханики (ТМ), которые обеспечивает работу установки в автоматическом режиме. Станция телемеханики, БИОИ производят обработку измерительной информации, поступающей от первичных преобразователей, индикацию и передачу значений измеряемых и определяемых параметров по коммуникационным каналам, а также управление процессом измерений (переключение скважин, сигнализация положения переключателя скважин).
Вода для системы ППД	На устье водозаборных и нагнетательных скважин	Расходомер	Расходомер с импульсным выходом. Более подробная информация представлена в томе 6.2
Ингибитор парафиноотложения Ингибитор	В блоке дозирования реагентов заводской	Расход ингибитора контролируется ротаметром,	Контроль работы по каналам передачи данных (телемеханика).

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

						<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		



#### 4 Описание источников поступления сырья и материалов

Продукцией добывающих скважин является сырая нефть и попутный нефтяной газ. Нефтегазоводяная смесь в добывающие скважины поступает из продуктивного пласта П.

Физико-химические свойства нефти, попутно добываемых газа и воды водозаборных скважин приведены в таблицах 4, 5, 6.

Таблица 4 – Компонентный состав нефти и растворенного газа

Наименование параметров, компонентов	Месторождение					Пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях			
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть		
1. Молярная концентрация компонентов, %:						
- сероводород	не обнаружен					
- двуокись углерода	67,23	1,03	75,76	-	21,07	
- азот+редкие газы (в т.ч. гелий)	2,45	-	2,45	-	2,04	
- метан	11,24	0,17	11,43	-	8,15	
- этан	3,00	0,30	3,07	-	2,36	
- пропан	4,99	1,63	3,37	-	3,92	
- изобутан	1,20	0,70	0,55	-	1,11	
- нормальный бутан	3,47	2,73	1,28	-	3,34	
- изопентан	1,31	1,70	0,32	-	1,37	
- нормальный пентан	1,71	3,31	0,32	-	1,98	
- гексаны	3,40	-	1,45	-	-	
- гептаны	-	-	-	-	-	
- октаны	-	-	-	-	-	
- остаток C9+	-	88,43	-	-	54,66	
2. Молекулярная масса	42,80	171,50	47,10	-	59,26	
3. Плотность:						
- газа, кг/м <sup>3</sup>	1,789		1,958			
- газа относительная (по воздуху), единиц	1,485		1,625			
- нефти, кг/м <sup>3</sup>		827,0		814,0	605,0	
Изм. № подл.	100797					
Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	Зам.	0050-24
№ док.		Подп.		Дата		21.02.24
<b>01-3195.1/20C1775-TP1.TЧ</b>						Лист
						11



Параметры	Месторождение	
	Диапазон значений	Среднее значение
- до 100 °С	7,0-9,0	8,0
- до 150 °С	23,0-26,0	24,0
- до 200 °С	38,0-40,0	39,0
- до 250 °С	49,0-50,0	50,0
- до 300 °С	60,0-61,0	61,0
20. Количество исследованных поверхностных проб (скважин)	2 (1)	

Состав пресной воды Куртамышского водоносного горизонта от водозаборных скважин для закачки в пласт представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Состав пресной воды (Куртамышская свита)

Содержание катионов			Содержание анионов		
Тип воды (по Сулину)			Гидрокарбонатнонатриевый		
Ион	мг/л	мг-экв/л	Ион	мг/л	мг-экв/л
Ca <sup>2+</sup>	4,01	0,2	Cl <sup>-</sup>	7,10	0,2
Mg <sup>2+</sup>	1,82	0,15	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	30,51	0,5
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	8,05	0,35	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0	0

Общие характеристики		
Водородный показатель pH	-	8,0
Минерализация общая	мг/л	4,72
Содержание нефти	мг/л	-
Содержание мехпримесей	мг/л	-
Содержание газа	мг/л	-
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1010

Контроль качества закачиваемой воды осуществляется лабораторным анализом проб на содержание твердых взвешенных веществ (ТВВ) и нефтепродуктов.

После промывки и проведения гидравлических испытаний техническая вода вывозится передвижными средствами на очистные сооружения для последующего применения в системе ППД.

Пар для пропарки дренажных емкостей вырабатывается передвижной ППУ.

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		13

## 5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Требования по максимально допустимому рабочему давлению установлены заданием на проектирование и составляют:

- на устье добывающей скважины – до 4,0 МПа;
- на устье нагнетательной скважины – до 21,0 МПа;
- на устье водозаборной скважине – до 21,0 МПа.

Качественные характеристики продукции скважин установлены производителем измерительной установки и приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Требуемые характеристики рабочей среды

Наименование характеристики	Единицы измерения	Значение
Температура	°С	от +5 до +60
Кинематическая вязкость жидкости при t=20 °С	мм <sup>2</sup> /с	до 500
Плотность нефти	т/м <sup>3</sup>	0,700–0,900
Плотность пластовой воды	кг/м <sup>3</sup>	1000–1200
Содержание воды в жидкости	массовая доля, %	от 0 до 100
Содержание парафина	объемных %	не более 7
Содержание механических примесей	массовая доля, %	не более 0,05
Содержание сероводорода	объемных %	до 2

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
100797						14		
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

## 6 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Основные технологические решения, предусмотренные проектной документацией, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных на обеспечение эффективной и безопасной разработки месторождения, рациональное использование природных ресурсов, минимизацию отрицательного воздействия на окружающую среду.

Сертификация оборудования, эксплуатируемого на ОПО, проводится на соответствие требованиям ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2013, Федеральным нормам и правилам от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Выбор завода производителя и закуп всего оборудования будет производиться по опросным листам на тендерной основе.

Технологическое оборудование, запорная арматура, трубы и соединительные детали должны соответствовать требованиям технических условий, стандартам на поставку, иметь заводскую маркировку.

Состав технологических сооружений на проектируемом объекте приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Состав оборудования и технологических сооружений

№ куста скважин	Всего скважин, шт	Добывающие скважины, шт.	Нагнетательные скважины, шт.	Газонагнетательные скважины, шт.	Разведочная скважина, шт.	В том числе, нагнетательная с отработкой на нефть, шт.	Водозаборные скважины	Измерительная установка, шт. (10 подключений)	Блок дозирования реагентов	Емкость дренажная $V = 8 \text{ м}^3$ , шт.
8	10	7	-	3	-	-	-	1	1	1
11	10	5	2	-	1	2	2 (1 раб.+1 резерв)	1	1	1

### 6.1 Устье добывающей скважины

Количество добывающих скважин, размещенных на кустах скважин, приведено в таблицах 1, 8. Для добывающих скважин предусмотрен механизированный способ эксплуатации с помощью погружных насосных установок типа ЭЦН.

При проведении ремонтных работ в скважине устьевая фонтанная арматура должна быть снята. Для отключения выкидной линии от замерной установки при производстве ремонтных работ на устье скважин предусматривается фланцевая пара DN 80, PN 40.

Опорожнение производится в инвентарные поддоны и емкости, которыми снабжены бригады капитального ремонта скважин (КРС). С инвентарных поддонов жидкость сливается в

Ивл. № подл.	100797	Взам. инв. №		<p>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</p>						Лист					
Подп. и дата										2	-	Зам.	0050-24	21.02.24	15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.							Подп.	Дата				

инвентарные емкости и транспортируется на очистные сооружения. В рабочем режиме запорная арматура, предусмотренная на дренажах, должна быть в закрытом положении и заглушена.

Обвязка устьевой арматуры оборудуется необходимыми контрольно-измерительными приборами (см. том 6.2).

Трубопроводы обвязки устьевой арматуры добывающих скважин приняты в теплоизоляции с электрообогревом в районе обратного клапана в целях борьбы с замерзанием обратного (перепускного) клапана.

Устьевая арматура добывающих скважин и установки погружных центробежных насосов типа ЭЦН не входят в поставку оборудования для обустройства проектируемых объектов и в комплект проектной документации.

## 6.2 Устье нагнетательной скважины

Количество нагнетательных скважин на кусте приведено в таблицах 1, 8. На основании задания на проектирование одна нагнетательная скважина отрабатывается на нефть механизированным способом с помощью электроцентробежных погружных насосных установок (ЭЦН).

Для скважин, переводимых под нагнетание после отработки на нефть, осуществляется подъем ЭЦН с полной переобвязкой скважин под нагнетание воды. Расчетное давление высоконапорного водовода – 21,0 МПа.

Для слива утечек с фонтанного оборудования при ремонте скважин предусмотрены сборные переносные поддоны, которыми укомплектованы бригады капитального ремонта скважин (КРС).

С инвентарных поддонов жидкость сливается в инвентарные емкости и транспортируется на очистные сооружения.

Расходомеры расположены на манифольдах устья нагнетательных скважин. В обвязке каждой нагнетательной скважины предусмотрена отключающая запорно-регулирующая задвижка DN80 PN250 (до расходомера по ходу движения потока), позволяющая проводить замену счетчика воды без остановки общего коллектора.

Обвязка устьевой арматуры нагнетательной скважины оборудуется необходимыми контрольно-измерительными приборами (см. том 6.2).

Трубопроводы обвязки проектируемых нагнетательных скважин выполнены в тепловой изоляции.

Устьевая арматура (тип АНК) нагнетательных скважин не входит в поставку оборудования для обустройства куста скважин и в комплект проектной документации.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ	Лист
							16
Ивв. № подл.	100797						
Подп. и дата							
Взам. инв. №							

### 6.3 Устье газонагнетательной скважины

Газонагнетательные скважины, в целях обеспечения сохранности и возможности дальнейшего функционирования подлежат консервации. Обустройство газонагнетательных скважин с технологическим оборудованием для системы ППД будет предусмотрено в другой проектной документации.

### 6.4 Устье водозаборной скважины

В качестве источника заводнения на кусте скважин №11 используется пресная вода (Куртамышский водоносный горизонт).

Закачка воды в нагнетательные скважины происходит по схеме «из скважины в скважину».

Расчетное давление высоконапорных водоводов – 21,0 МПа.

Для отключения линии на устье скважин предусматривается отключающая запорная арматура.

Водозаборные скважины оснащены насосами ЭЦН. Замер дебита водозаборной скважины осуществляется с помощью расходомера воды, установленного в обвязке устьевого арматуры водозаборной скважины. На буфере фонтанной арматуры водозаборных скважин также устанавливаются местные показывающие приборы. Обвязка устьевого арматуры оборудуется необходимыми контрольно-измерительными приборами.

Также в обвязке устьевого арматуры водозаборных скважин предусмотрен устьевого фильтр ФУ-65, для очистки от крупных частиц твердых примесей.

Устьевого арматура, трубопроводы обвязки проектных водозаборных скважин приняты в тепловой изоляции.

Обвязка устьевого арматуры оборудуется необходимыми контрольно-измерительными приборами (см. том 6.2).

Устьевого арматура водозаборных скважин и установки погружных центробежных насосов типа ЭЦН не входят в поставку оборудования для обустройства проектируемых объектов и в комплект проектной документации.

### 6.5 Площадка для обслуживания скважин и установки лубрикатора

Для обслуживания фонтанной арматуры скважин в процессе эксплуатации, при ремонтно-профилактических работах, а также при проведении гидродинамических-геофизических исследований в скважинах, проектной документацией предусмотрена площадка обслуживания с перильным ограждением и лестницей, из расчета одна площадка на куст скважин. Конструкция площадок приведена в строительной части проектной документации (см. том 4).

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	0050-24		21.02.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ

## 6.6 Измерительная установка

Для замера продукции добывающих скважин на проектируемых кустах скважин предусматривается измерительная установка. Для построения интегрируемых моделей в измерительной установке предусмотрен сепаратор. Для измерения дебита жидкости и расхода газа применены расходомеры.

Тип измерительной установки принят в зависимости от дебитов скважин, газового фактора и максимального количества подключаемых проектируемых добывающих скважин.

Измерительная установка позволяет производить поочередное автоматическое измерение продукции, поступающей из скважины.

Предусмотрено подключение транспортабельной установки типа «АСМА-Т».

Тип транспортабельной установки типа «АСМА-Т» уточняется при заказе. Переключение на замер каждой скважины осуществляется автоматически по заданной программе или с диспетчерского пульта оператора промысла с помощью многоходового переключающего устройства (ПСМ).

Измерительная установка включает в себя блок технологический (БТ), блок аппаратный (БА) и элементы системы жизнеобеспечения. Блок технологический (БТ) предназначен для размещения, укрытия и обеспечения нормальных условий работы технологического оборудования и средств измерения установки.

Элементы системы жизнеобеспечения: укрытие (блок-бокс), обогрев, освещение, вентиляция и пожаро-газосигнализация создают условия для безопасной работы обслуживающего персонала. Технические характеристики измерительной установки приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики измерительной установки

Наименование	Ед. изм.	Значение
Число подключаемых скважин	шт.	10
Диапазон значений дебита, подключаемых скважин	т/сут	1-400
Рабочее давление, не более	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	4,0 (40)
Диапазон значений массовой доли пластовой воды в жидкости		от 0 до 0,95
Контроль загазованности технологического блока		газоанализатор
Исполнение электрооборудования:		
– технологического блок-бокса		Взрывозащищенное. Класс взрывоопасной зоны В-1А (ПУЭ)
– аппаратного блок-бокса		обыкновенное
– потребляемая мощность, не более	кВт	20

Взам. инв. №	100797	Подп. и дата					Лист		
Инв. № подл.	100797	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ	18
									2



Технологическая емкость соединена с указателем уровня жидкости, который служит для визуального контроля уровня жидкости. Оборудование блока смонтировано на раме и находится в теплоизолированном помещении. Технические характеристики блока дозирования реагентов БДР приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики блока дозирования реагентов БДР

Параметры установки	Ед. изм.	Значение
Тип дозирующего насоса	-	НДР
Число насосов в блоке	шт.	2
Производительность насоса дозатора, не более	л/ч	2,5
Рабочее давление, не более	МПа	4,0
Максимальная потребляемая мощность	кВт	не более 20
Электропитание:		
– род тока		Переменный трехфазный
– напряжение	В	380
– частота	Гц	50
Кинематическая вязкость дозируемой среды, не более	мм/с	800
Температура дозируемого реагента	°С	от 20 до 60
Объем технологической емкости	м <sup>3</sup>	2,5
Температура окружающего воздуха при относительной влажности до 100% при климатическом варианте исполнения установки ХЛ1	°С	от минус 60 до плюс 40
Группа взрывоопасной смеси газов и паров с воздухом по ГОСТ 31610.20-1-2020	-	T2
Категория взрывоопасной смеси газов и паров с воздухом по ГОСТ 31610.20-1-2020	-	ПА
Категория помещения и здания по взрывопожарной и пожарной опасности по по Федеральному закону от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ, СП 12.13130.2009	-	A
Степень огнестойкости и класс конструктивной пожарной опасности по ФЗ № 123-ФЗ	-	IV.C0
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	-	УХЛ1, ХЛ1
Требуемый срок службы	лет	Не менее 30

С помощью дозирующих насосов, расположенных в блоках БДР, реагент подается в нефтегазосборный трубопровод.

С увеличением обводненности (выше 50 %) и ростом температуры добываемой продукции, в нефтегазосборном трубопроводе уменьшается выпадение парафинистых веществ и одновременно увеличивается выпадение солей. Необходимость в закачке ингибитора парафиноотложения исчезает, возникает необходимость в закачке ингибитора солеотложения.

Для защиты от отложений парафина предусмотрена постоянная подача ингибитора парафинообразования, а для защиты нефтегазосборного трубопровода от солеотложений

Изм. № подл.	100797						Лист
		2	-	Зам.	0050-24	21.02.24	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ





- на прочность и плотность материала основных деталей и сварных соединений, работающих под давлением;
- на герметичность относительно внешней среды;
- на герметичность затвора, давление испытания;
- на функционирование (работоспособность).

Испытание задвижек проводить:

- на прочность материалов корпусных деталей и сварных швов пробным давлением, которое равно  $1,25 P_{расч}$ . Время выдержки при установившемся давлении - до DN 50 (включительно) – 15 с, свыше DN 65 до DN 150 (включительно) – 60 с;
- на плотность материала корпусных деталей и сварных швов, герметичность относительно внешней среды и уплотнений подвижных и неподвижных соединений - давлением номинальным (PN). Время выдержки при установившемся давлении - до DN 50 (включительно) – 15 с, свыше DN 65 до DN 150 (включительно) – 60 с. Пропуск испытательной среды через металл деталей, прокладочного соединения, сальникового уплотнения не допускается;
- на герметичность затвора - давлением  $1,1 P_{раб}$  при минимальной продолжительности испытания (30 с) не должно быть видимых протечек испытательной среды. Время выдержки при установившемся давлении - до DN 50 (включительно) – 60 с, свыше DN 65 до DN 150 (включительно) – 2 мин.

Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе и обратных клапанов, а также приводных устройств арматуры (электро-, механический привод) необходимо проводить в период ревизии трубопровода согласно требованиям разделов III «Требования к трубопроводной арматуре», V.XI «Ревизия арматуры», V.X.V «Техническое обслуживание» Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".

Проверку функционирования арматуры проводят при испытательном давлении, равном рабочему давлению среды, в статике наработкой не менее трех циклов "открыто-закрыто". Арматуру открывают (закрывают) полностью штатным органом управления усилием или крутящим моментом, указанным в конструкторской документации (ТУ). Число циклов - в соответствии с конструкторской документацией (ТУ).

Перед сдачей в эксплуатацию задвижек, установленных на трубопроводе, проверить состояние крепежных соединений, работоспособность задвижек без давления рабочей среды, затем при рабочем давлении в трубопроводе, все задвижки должны быть полностью открыты, проверить герметичность прокладочных соединений, сальникового уплотнения. Допускается многократная опрессовка задвижки водой давлением  $1,25 P_{раб}$ .

Расчетный срок службы арматуры составляет не менее 30 лет.

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

						<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Монтаж арматуры проводится с учетом требований безопасности в соответствии с РЭ. Трубопроводная арматура размещена в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта.

В связи с тем, что ручной привод арматуры расположен перпендикулярно трубопроводу на высоте не более 1,6 м, площадка обслуживания не предусмотрена. Пространственное размещение запорной арматуры, предусмотренной в проекте, возможно любое, так как диаметр арматуры не более DN 200.

Арматура, в том числе литая (корпуса задвижек, клапанов и т. п.), подлежит отбраковке: если расчетная толщина стенки (без учета прибавки на коррозию) оказалась меньше величины, указанной в таблице 12.

Потребное количество арматуры для проектируемого объекта приведено в таблице 13.

Таблица 12 – Отбраковочные толщины для задвижек, арматуры и литых деталей

Номинальный диаметр	80	100	125	150	200
Наименьшая допустимая толщина стенки	4,0	5,0	5,5	6,0	6,5

Таблица 13 – Потребное количество арматуры для проектируемого объекта

Наименование	Обозначение на схемах	Количество		Масса ед., кг.	Общая масса, кг
		Куст №8	Куст №11		
Система нефтегазосбора					
Клапан запорный проходной фланцевый с ручным управлением с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями (использовать шпильки) DN 15, PN 4,0 МПа	H1	8	1	4,9	44,1
Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая с взрывозащищенным электроприводом, в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями (использовать шпильки) DN 100, PN 4,0 МПа с приварными патрубками L=100 мм	H1	1	1	143,0	286,0
Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая с ручным управлением, в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями (использовать шпильки) DN 80, PN 4,0 МПа	H19	7	-	57,0	399,0
Клапан обратный (устьевой) незамерзающий. Диаметр затрубной и трубной линии Ø89 DN 80, PN 4,0 МПа	H19	7	-	12,0	84,0

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

						<b>01-3195.1/20C1775-TP1.TЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Наименование	Обозначение на схемах	Количество		Масса ед., кг.	Общая масса, кг
		Куст №8	Куст №11		
<b>Система ППД</b>					
Клапан запорный проходной под приварку встык с ручным управлением DN 15, PN 25,0 МПа	ВВ2, ВВ4	-	4	7,5	30,0
Задвижка запорно-регулирующая фланцевая, с ручным управлением, в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями (использовать шпильки) DN 80, PN 25,0 МПа	ВВ5, ВВ4	-	4	160,0	640,0
Клапан обратный межфланцевый (стяжной) под приварку DN 80, PN 25,0 МПа	ВВ5, ВВ2	-	4	118,0	472,0
<b>Система ингибиторной защиты</b>					
Клапан запорный проходной фланцевый с ручным управлением с ответными фланцами прокладками и крепежными изделиями (использовать шпильки). DN 15, PN 4,0 МПа	Р4	1	1	4,9	9,8
Клапан обратный фланцевый в комплекте с ответными фланцами и крепежными изделиями (использовать шпильки) DN 15, PN 4,0 МПа	Р4	1	1	7,52	15,04
Задвижка с ручным управлением, фланцевая, в комплекте с ответными фланцами и крепежными изделиями (использовать шпильки) DN 15, PN 4,0 МПа	Р4	1	1	6,45	12,9
Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая с ручным управлением, в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями (использовать шпильки). DN 50, PN 10,0 МПа	Р4	7	-	65	455,0
<b>Система дренажа</b>					
Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая с ручным управлением, в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями (использовать шпильки) DN 80, PN 1,6 МПа	Д1	1	1	48,0	96,0
<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>					
					<b>Лист</b>
					<b>25</b>

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24

## 6.10 Внутриплощадочные трубопроводы

### 6.10.1 Назначение трубопроводов

Надежная работа трубопроводных систем, как показывает практика, в основном определяется степенью их защищенности от наружной и внутренней коррозии. Большое значение имеет также эффективное поддержание первоначальной надежности трубопровода в течение всего периода эксплуатации, что определяется высокими организационными технологическими уровнями проектирования, строительства и обслуживания трубопроводов, постоянным контролем, своевременным проведением профилактических и ремонтных работ.

Проектные решения по строительству внутриплощадочных трубопроводов обеспечивают длительные сроки безаварийной эксплуатации трубопроводов. Эта задача решается за счет применения новых труб из коррозионностойких материалов.

Проектирование внутриплощадочных трубопроводов на проектируемой кустовой площадке выполнено с учетом требований:

- ГОСТ Р 58367-2019;
- СП 75.13330.2011;
- Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов"
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 г. № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- ГОСТ 32569-2013;
- ГОСТ Р 55990-2014.
- ТР ТС 032/2013;
- ГОСТ Р 55990-2014.

Строительство внутриплощадочных трубопроводов обеспечивает длительные сроки безаварийной эксплуатации трубопроводов. Эта задача решается за счет применения новых труб из коррозионностойких материалов, труб с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием, выполненных в заводских условиях.

Проектирование внутриплощадочных трубопроводов, строительные-монтажные работы в пределах площадки куста скважин производятся в соответствии с требованиями подраздела V.I «Монтаж технологических трубопроводов» Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и раздел 11 «Требования к монтажу трубопроводов» ГОСТ 32569-2013.

К внутриплощадочным трубопроводам на проектируемых объектах относятся следующие трубопроводы:

- трубопровод выкидной (Н19);

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ						26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

- трубопровод отработки нагнетательной скважины на нефть (Н62);
- нефтегазосборный трубопровод (Н1);
- высоконапорный водовод (ВВ2, ВВ5);
- трубопровод дренажа с оборудования (Д1);
- трубопровод сброса газа с предохранительных клапанов (Г16);
- трубопровод ингибитора (Р4).

Назначение трубопроводов представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Назначение трубопроводов

Обозначение		Предназначение	Диаметр, мм
Трубопровод нефтегазосборный	Н1	Подключение измерительной установки к нефтегазосборному трубопроводу в пределах площадки куста скважин	114x5
Трубопровод выкидной, трубопровод отработки на нефть	Н19, Н62	Подключение добывающих скважин к измерительной установке для замера объемов добычи продукции	89x8
Высоконапорные водоводы	ВВ2	Высоконапорный водовод от водозаборной скважины	89x10
	ВВ5	Высоконапорный водовод до нагнетательной скважины	89x10
Трубопровод дренажа	Д1	Для периодического (на время ремонта) сбора дренажных стоков от измерительной установки и БДР	89x8, 32x4
Трубопровод ингибитора	Р4	Для подачи ингибитора парафино-(соле)-отложения от блока дозирования реагентов в нефтегазосборный трубопровод	22x4

Согласно п. 7.1.2 ГОСТ 32569-2013 ударная вязкость не ниже  $KCU=30 \text{ Дж/см}^2$ ,  $KCV=20 \text{ Дж/см}^2$  при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопроводов минус  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ . Механические характеристики металла труб проектируемых трубопроводов приведены в таблице 15.

Таблица 15– Механические характеристики металла труб

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	100797	Марка стали	Конструкция трубы	$\sigma_u$ , МПа (кгс/мм <sup>2</sup> )	$\sigma_y$ , МПа (кгс/мм <sup>2</sup> )	Относительное удлинение, %
				20А	Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности	не менее 470(48,0)	не менее 338(34,5)	22,0
Инд. № подл.	100797			В20	Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные	не менее 490(50,0)	не менее 345(35,0)	25,0
				В20	Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные	не менее 412(50,0)	не менее 245(35,0)	21,0
				09Г2С	Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные	не менее 490(50,0)	не менее 345(35,0)	21,0
				09ГСФ	Трубы стальные электросварные прямошовные	не менее 510(52,0)	не менее 353(36,0)	20,0
<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>								Лист
2	-	Зам.	0050-24	21.02.24				27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

Для защиты внутренней поверхности зоны сварного стыка на трубопроводах с заводским внутренним покрытием принята установка втулок. Для защиты наружного сварного стыка с заводским наружным покрытием применяются манжеты. Соединительные детали и ответные фланцы арматуры для трубопроводов с заводским внутренним антикоррозионным покрытием предусмотрены с патрубками под приварку.

Необходимая надежность трубопровода обеспечивается:

- применением труб из сталей улучшенных технических характеристик, и повышенной коррозионной стойкости с толщинами стенок, превышающими расчетные;
- проведением строгого контроля качества, поступающих для обустройства материалов, арматуры и оборудования;

Фасонные детали предусмотрены с характеристиками аналогичными основной трубе. Прочностные характеристики указанных деталей, аналогичны соответствующим характеристикам стали основной трубы. Все трубы и детали на заводах-изготовителях подвергаются 100 % контролю неразрушающим методом и гидравлическому испытанию.

#### 6.10.2 Расчет стальных трубопроводов на прочность

Расчёт толщины стенки для всех трубопроводов в пределах кустовой площадки выполнен по ГОСТ 32388-2013, документ включен в перечень международных и региональных (межгосударственных) стандартов, а в случае их отсутствия – национальных (государственных стандартов), в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований ТР ТС 032/2013.

Расчетная толщина стенки трубопровода  $S_R$ , мм, определяется по формуле

$$S_R = \frac{|p| \cdot D_a}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + |p|}, \quad (1)$$

где  $|p|$  - допустимое рабочее избыточное внутреннее или наружное давление, МПа;

$D_a$  – наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;

$\varphi_y$  – коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении (см. п. 5.4.1

ГОСТ 32388-2013);

$[\sigma]$  – номинальное допускаемое напряжение, МПа;

$\varphi_y = 1$  для бесшовных труб и деталей.

Номинальное допускаемое напряжение  $[\sigma]$ , МПа, определяют по формуле

$$[\sigma] = \min \left( \frac{\sigma_{B/t}}{2,4}; \frac{\sigma_{p/t} \text{ или } \sigma_{0,2/t}}{1,5} \right), \quad (2)$$

где  $\sigma_{B/t}$  - минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре, МПа;

$\sigma_{p/t}$  - минимальное значение предела текучести при расчетной температуре, МПа;

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

						<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		28
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

$\sigma_{0,2t}$  - минимальное значение условного предела текучести (напряжение, при котором остаточное удлинение составляет 0,2 %) при расчетной температуре, МПа.

При расчете толщины стенки трубопроводов учтена прибавка на компенсацию коррозионного износа, исходя из необходимого расчетного срока службы трубопроводов и скорости коррозии.

Результаты расчета толщины стенки трубопроводов представлены в таблице 18.

Отбраковочная толщина стенки трубопроводов определена согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.3. Номинальная толщина стенки  $S$ , мм, определяется с учетом прибавки  $C$  по формуле:

$$S \geq S_R + C, \quad (3)$$

но не менее минимальной толщины стенки при эксплуатации с учетом прибавки на коррозию, вычисляемой по формуле:

$$S \geq S_{min} + C_2, \quad (4)$$

где  $S_R$  – расчетная толщина стенки трубопровода, мм;

$C$  - суммарная прибавка к толщине стенки, мм;

$S_{min}$  – минимальная толщина стенки при эксплуатации, мм.

Суммарная прибавка к толщине стенки  $C$ , мм, вычисляется по формуле

$$C = C_1 + C_2, \quad (5)$$

где  $C_1$  – сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, мм;

$C_2$  – прибавка для компенсации коррозии и эрозии, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации, мм.

Сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях  $C_1$ , мм, определяется по формуле

$$C_1 = C_{11} + C_{12}, \quad (6)$$

где  $C_{11}$  – прибавка для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки, мм;

$C_{12}$  – прибавка для компенсации максимального утонения при технологических операциях, мм.

Минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации принята согласно п. 5.5.2 ГОСТ 32388-2013 и приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Минимальная толщина  $S_{min}$  стенки труб и деталей при эксплуатации

Показатель	Наружный диаметр , мм						
	≤ 25	≤ 57	≤ 114	≤ 219	≤ 325	≤ 377	> 426
Наименьшая отбраковочная толщина, мм	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
							29

Отбраковочная толщина стенки [S], мм, трубопровода согласно п. 5.5.3 ГОСТ 32388-2013 определяется по формуле:

$$[S] = \max(S_R + C_1; S_{min}), \quad (7)$$

где  $C_1$  – сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, мм;

$S_{min}$  – минимальная толщина стенки при эксплуатации, мм;

$S_R$  – расчетная толщина стенки трубопровода, мм.

Результаты расчета отбраковочной толщины стенки трубопроводов представлены в таблице 18.

Расчет назначенного ресурса трубопроводов в проектной документации для проектируемых объектов выполнен с учетом:

- принятой отбраковочной толщины стенки трубы, при которой труба изымается из эксплуатации;
- скорости коррозии трубной стали для среднеагрессивных сред – не более 0,5 мм/год (нефтеборный трубопровод);
- скорости коррозии трубной стали для среднеагрессивных сред – не более 0,25 мм/год (водовод);
- применения наружного и внутреннего покрытия (срок службы внутреннего заводского покрытия – 10 лет, согласно техническим условиям на антикоррозионное покрытие).

Расчет назначенного ресурса трубопроводов  $T_r$ , лет, произведен согласно приложению Д ГОСТ 32388-2013 по формуле:

$$T_r = (S - C_1 - S_R) / V_c, \quad (8)$$

где  $S$  – принятая номинальная толщина стенки трубопровода, мм;

$C_1$  – сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, мм;

$S_R$  – расчетная толщина стенки трубопровода, мм;

$V_c$  – скорость коррозии трубной стали, мм.

В расчете учтен п. Д.10 ГОСТ 32388-2013. Если расчетная толщина стенки элемента окажется меньше ее отбраковочного размера, то назначенный ресурс подсчитывается также по формуле (8), в которой расчетная толщина стенки заменена на отбраковочную, затем выбирают наименьшее значение.

Расчетные значения назначенного ресурса и толщин стенок трубопроводов представлены в таблице 17.

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

Таблица 17 – Результаты расчета толщины стенки и назначенного ресурса трубопроводов

Название величины	Обозн.	Ед. изм.	Значение								
			Д1				Н19, Н62	Н1	Р4	ВВ2, ВВ5	
Наружный диаметр трубопровода	D <sub>a</sub>	мм	32	57	89	114	89	114	22	89	57
Расчетное давление в трубопроводе	P	МПа	1,6	1,6	1,6	1,6	4	4,0	4	21	21
Материал трубопровода	-	-	B20	B20	B20	B20	20A	09ГСФ	09Г2С	20A	20A
Минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре	σ <sub>B/t</sub>	МПа	412	490	490	490	470	510	490	470	470
Минимальное значение предела текучести при расчетной температуре	σ <sub>p/t</sub>	МПа	245	345	345	345	338	353	345	338	338
Допускаемые напряжения	[σ]	МПа	163,3	204,2	204,2	204,2	195,8	212,5	204,2	195,8	195,8
Коэффициент прочности продольного шва при растяжении	φ <sub>y</sub>	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Прибавка для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки	c <sub>11</sub>	мм	0,50	0,75	0,75	0,75	1,00	0,625	0,50	1,25	0,75
Прибавка для компенсации максимального утонения при технологических операциях	c <sub>12</sub>	мм	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических	c <sub>1</sub>	мм	0,70	0,95	0,95	0,95	1,2	0,825	0,70	1,45	0,95
Прибавка для компенсации коррозии и эрозии	c <sub>2</sub>	мм	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Суммарная прибавка к толщине стенки	c	мм	2,70	2,95	2,95	2,95	3,2	2,825	2,70	3,45	2,95
Скорость коррозии	V <sub>c</sub>	мм/год	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,129	0,129
Расчетная толщина стенки трубопровода	s <sub>R</sub>	мм	0,16	0,22	0,35	0,44	0,9	1,06	0,21	4,53	2,9
Минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации согласно табл. 5.6 ГОСТ 32388-13	s <sub>min</sub>	мм	1,5	1,5	2	2	2	2,0	1	2	1,5
Расчетная номинальная толщина стенки трубопровода	s	мм	3,5	3,5	4,0	4,0	4,10	4,0	3,00	7,98	5,85
Принятая номинальная толщина стенки трубопровода	s	мм	4	6	6	6	8	5	4	10	6
Допускаемое давление для труб	[p]	МПа	13,8	23,1	14,5	11,2	22,3	8,3	25,6	31,1	22,1
Отбраковочная толщина стенки	[s]	мм	1,5	1,5	2,0	2,00	2,1	2,0	1	6,0	3,9
Расчетное значение назначенного ресурса трубопровода	T <sub>r</sub>	лет	18,0	35,50	30,50	30,50	59,00	21,72	23,0	31,17	16,66
Принятое значение ресурса трубопровода	T <sub>r</sub>	лет	18	20	20	20	20	20	20	20	16

Взам. инв. №  
 Подп. и дата  
 Инв. № подл. 100797

2	-	Зам.	0050-24		21.02.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ**

Лист  
31

### 6.10.3 Категория трубопроводов

Согласно раздела II п. 8 Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» категории трубопроводов и группы рабочей среды определены в соответствии с требованиями ТР ТС 032/2013 и документов национальной системы стандартизации РФ, включенных в перечень международных и региональных (межгосударственных) стандартов, а в случае их отсутствия – национальных (государственных стандартов), в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований ТР ТС 032/2013. Категория и давления испытаний проектируемых трубопроводов представлены в таблицах 18.

Таблица 18 – Категория и давления испытаний проектируемых трубопроводов по Федеральным нормам и правилам от 21.12.2021 № 444

Наименование трубопровода	Обоз-ние	Рраб, МПа	Ррасч, МПа	Группа рабочих сред	Категория трубопровода	Давление испытания (Рисп.), МПа		
						Пневматический способ на прочность и плотность	Гидравлический способ на прочность и плотность	Пневматический способ на герметичность
Трубопровод нефтегазосборный	H1	4,0	4,0	1	2	5,0	-	4,0
Трубопровод выкидной	H19	4,0	4,0	1	2	5,0	-	4,0
Трубопровод отработки на нефть	H62	4,0	4,0	1	2	5,0	-	4,0
Дренажный трубопровод с оборудования	D1	1,6	1,6	1	2	2,0	-	1,6
Трубопровод ингибитора парафино-(соле)-отложений	P4	4,0	4,0	1	2	5,0	-	4,0
Высоконапорные водоводы:								
Высоконапорный водовод БКНС	BB2	21,0	22,0	2	-	-	27,5	-
Водовод до нагнетательной скважины	BB5	21,0	22,0	2	-	-	27,5	-
<b>01-3195.1/20C1775-TP1.TЧ</b>								
								Лист
								32

Потребное количество труб для проектируемого объекта приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Потребное количество труб

Обозначение	Наименование трубопровода	Количество, м		Масса, кг/м	
		Куст № 8	Куст № 11	Ед.	Итого
<u>Система нефтегазосбора (Н1, Н19)</u>					
Трубопроводы из стальных бесшовных холоднодеформированных катаных (кованых) заготовок, со снятой фаской на концах труб под углом 30-35° к торцу трубы, с заводским гидроиспытанием, с ударной вязкостью не менее 3,0 кгс•м/см <sup>2</sup> при минус 60° и 100 % контролем неразрушающими методами по ГОСТ 8734-75/09Г2С ГОСТ 8733-74					
22x4-09Г2С	Н1	0,2	0,2	1,78	0,712
Труба стальная бесшовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной надежности из стали 20А класса прочности не менее К48					
89x8-20А	Н19	314,0	586,0	15,98	14382,00
Трубопроводы стальные электросварные прямошовные, сваренные контактным способом сварки токами высокой частоты, с локальной или объемной термической обработкой всей трубы и прошедшая 100 % - ный контроль неразрушающими методами из стали 09ГСФ (К52) по ТУ 14-3Р-1471-2002, с заводским двухслойным внутренним эпоксидным покрытием на основе эпоксидной порошковой краски, обеспечивающего антикоррозионную защиту при температуре эксплуатации трубопровода до +90 °С, продолжение ЛТ					
114x5-К52-09ГСФ	Н1	37,0	37,0	13,44	994,56
Трубы стальные электросварные прямошовные по ГОСТ 10704-91/Д ГОСТ 10705-80					
325x5	футляр	9,0	9,0	43,23	778,14
<u>Высоконапорные водоводы (ВВ4, ВВ5)</u>					
Трубопроводы из стальных бесшовных холоднодеформированных катаных (кованых) заготовок, со снятой фаской на концах труб под углом 30-35° к торцу трубы, с заводским гидроиспытанием, с ударной вязкостью не менее 3,0 кгс•м/см <sup>2</sup> при минус 60° и 100 % контролем неразрушающими методами по ГОСТ 8734-75/09Г2С ГОСТ 8733-74					
22x4-09Г2С	ВВ5	-	0,8	1,78	1,424
Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности, класс прочности К48					
57x6-20А	ВВ5, ВВ2	-	2,5	7,55	18,88
89x10-20А	ВВ5, ВВ2	-	96,0	19,5	1872,0
<u>Система дренажа (Д1)</u>					
Трубопровод из стальных бесшовных холоднодеформированных катаных (кованых) заготовок, со снятой фаской на концах труб под углом 30-35° к торцу трубы, с заводским гидроиспытанием, с ударной вязкостью не менее 3,0 кгс•м/см <sup>2</sup> при минус 60° и 100 % контролем неразрушающими методами по ГОСТ 8734-75/В20 ГОСТ 8733-74					
32x4-В20	Д1	15,0	17,0	2,76	88,32
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20 группы В по ГОСТ 8732-78/В20 ГОСТ 8731-74					
57x6-В20	Д1	0,5	0,3	7,55	6,04
<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>					
					Лист
					33
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
			0050-24		21.02.24



работ. Результаты входного контроля оформляют актом с приложением всех документов, подтверждающих качество изделий.

Согласно СП 75.13330.2011, раздел 2 п. 2.7 «При передаче оборудования в монтаж производится его осмотр, проверка комплектности и соответствия сопроводительной документации требованиям рабочих чертежей, стандартов, технических условий и других документов, определяющих монтажно-технологические требования, проверка наличия и срока действия гарантии предприятий-изготовителей».

Изделия и материалы, на которые истекли расчетные сроки хранения (консервации), указанные в документации, передаются в монтаж только после проведения ревизии, устранения дефектов, испытания и других работ, обеспечивающих их качество и безопасность применения. Условия хранения изделий и материалов для монтажа трубопроводов соответствуют требованиям технической документации.

Если трубу в процессе монтажа разрезают на несколько частей, то на все вновь образовавшиеся части наносят клеймение, соответствующее клеймению первоначальной трубы.

При приемке в монтаж сборочных единиц, труб, элементов и других изделий, входящих в трубопровод, необходимо визуальным осмотром (без разборки) проверить соответствие их требованиям рабочей документации и комплектности.

Не допускается монтаж сборочных единиц, труб, деталей, других изделий, загрязненных, поврежденных коррозией, деформированных, с поврежденными защитными покрытиями.

Трубопроводы допускается присоединять только к закрепленному в проектном положении оборудованию. Соединять трубопроводы с оборудованием следует без перекоса и дополнительного натяжения.

При сборке трубопроводов под сварку не допускается нагрузка на сварной стык до его полного остывания после сварки и термообработки (если она необходима).

Расстояние от поперечного сварного соединения до края опоры или подвески обеспечивает производить его термообработку и контроль.

Вварка штуцеров, бобышек, муфт и других деталей в местах расположения сварных швов, в гнутые и штампованные детали трубопроводов не допускается.

В обоснованных случаях в гнутые и штампованные детали трубопроводов допускается вварка одного штуцера внутренним диаметром не более 25 мм.

Перед установкой сборочных единиц трубопроводов в проектное положение гайки на болтах (шпильках) фланцевых соединений затянуты, сварные стыки заварены (при необходимости – термообработаны) и проконтролированы в соответствии с требованиями рабочей документации

Монтаж трубопровода разрешается только после установки и закрепления опорных конструкций и подвесок в соответствии с требованиями проекта. Сборочные единицы и узлы

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

						<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		35
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

трубопроводов укладываются не менее чем на две опоры (или закреплены на двух подвесках) с защитой их от опрокидывания или разворота.

Расстояние от фланца арматуры или фланца компенсатора до опоры, подвески, стены, перегородки или перекрытия принимается достаточное для обслуживания фланцевого соединения.

Арматура, имеющая механический или электрический привод, до передачи ее в монтаж проходят проверку работоспособности привода.

Трубопроводную арматуру следует монтировать в закрытом состоянии. Разъемные и сварные соединения арматуры выполнены без натяжения трубопровода. Во время сварки приварной арматуры ее затвор необходимо полностью открыть, чтобы предотвратить заклинивание его при нагревании корпуса. Если сварка производится без подкладных колец, арматуру по окончании сварки закрывается только после очистки ее внутренних полостей.

Холодный натяг трубопроводов проводить после выполнения всех сварных соединений (за исключением замыкающего), окончательного закрепления неподвижных опор на концах участка, подлежащего холодному натягу, а также после термической обработки (при необходимости ее проведения) и контроля качества сварных соединений, расположенных на всей длине участка, на котором необходимо произвести холодный натяг.

Окончательное закрепление трубопроводов в каждом температурном блоке при укладке на эстакадах, в каналах или в лотках проводится, начиная от неподвижных опор.

Антикоррозионную защиту и тепловую изоляцию трубопроводов до установки их в проектное положение выполнить с условием обеспечения сохранности защитного покрытия при производстве последующих монтажных работ.

#### 6.11.2 Прокладка трубопроводов на проектируемых объектах

Прокладка трубопроводов обеспечивает:

- беспрепятственное перемещение подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения;
- контроль над техническим состоянием (для этого предусмотрен подъезд автомашин и автокранов к эстакадам);
- разделение на технологические узлы и блоки с учетом производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации;
- выполнение всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов и испытанию;
- изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;
- предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

						<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		36
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

- наименьшую протяженность трубопроводов;
- исключение провисания и образования застойных зон;
- самокомпенсацию температурных деформаций трубопроводов.

Прокладка трубопроводов предусмотрена согласно п. 30, 52, 54 – при подземной прокладке и п. 29 - при надземной прокладке Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», значения приняты не менее значений указанных выше пунктах:

- выкидные трубопроводы, нефтегазосборные трубопроводы проложены подземно на глубине не менее 0,8 м до верха трубы с расстоянием в свету между параллельными трубопроводами 400 мм;
- согласно таблице 8 ГОСТ Р 55990-2014, прокладка высоконапорного водовода в песчанике запроектирована подземно на глубину 1,8 м;
- выпуски из блоков проектируются надземно (выкидные трубопроводы, нефтегазосборный трубопровод, дренажные трубопроводы);
- дренажные трубопроводы прокладываются подземно на глубине не менее 0,8 м до верха трубы и с уклоном в сторону дренажной емкости.

Высота прокладки трубопровода ингибитора принята не менее 0,5 м от поверхности земли до нижней образующей трубопровода с учетом тепловой изоляции. Для удобства обслуживания арматуры высота штурвала запроектирована не более 1,6 м.

Профиль прокладки проектируемых трубопроводов принят самокомпенсирующимся, т. е. повороты трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскости используются как самокомпенсации трубопровода от воздействия продольных перемещений».

Для обоснования глубины заложения трубопроводов выполнен поверочный расчет трубопровода на прочность с учетом действующих нагрузок (от действия грунта, технологического транспорта, ремонтного агрегата и приемных мостков) согласно ГОСТ 32388-2013 раздел 9.

Расчет показал, что напряжения от всех воздействий в рабочем состоянии трубопровода не превышают номинальных допускаемых напряжений, увеличенных на 50%, таким образом, условие прочности трубопровода выполняется (таблица 9.1 ГОСТ 32388-2013).

Для компенсации тепловых удлинений трубопроводов, проложенных надземно, используют повороты трасс в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

При пересечении подземных трубопроводов расстояние между ними в свету принято не менее 200 мм, согласно п. 6.12 (е) СП 18.13330.2019.

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										37
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

При надземной и подземной прокладке трубопроводов проектной документацией учтены требования по методам ревизии данных трубопроводов в соответствии с ГОСТ 32569-2013 подраздела 14.3 «Ревизия трубопроводов».

Подземная прокладка трубопроводов принята с учетом условия безопасности и удобства технического обслуживания оборудования и сооружений, для проведения работ по подземному ремонту скважин.

Согласно п. 10.1.28 ГОСТ 32569-2013 и п. 48 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», № 444 от 21.20.2021 подземные трубопроводы, прокладываемые непосредственно в грунте, в местах пересечения автомобильных дорог, размещаются в защитных металлических трубах, концы которых отстоят от бровки обочины дороги не менее чем на 2 м, расстояние от верхней образующей защитной трубы до бровки полотна автодороги - не менее 0,5 м.

Трубы укладываются на песчаную противупучинистую подушку из минерального непучинистого грунта и засыпаются минеральным непучинистым грунтом с послойным тщательным уплотнением для снижения сил морозного пучения.

#### 6.11.3 Контроль качества сварных соединений трубопроводов

При сварке и контроле сварных стыков труб следует руководствоваться требованиями Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ГОСТ 32569-2013, ПБ 03-273-99, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 11.12.2020 № 519 «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах», РД 03-614-03, РД 03-615-03. Сварочные работы проводятся в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Требования к применению сварочных материалов, технология сварки при производстве сварочных работ представлены в томе 7.

При сварке трубопроводов следует применять сварочные материалы, соответствующие действующим ГОСТам и техническим условиям, прошедшие контроль качества перед их применением.

На сварочные материалы имеется сертификат качества завода-изготовителя, в котором указываются марка, химический состав и механические свойства наплавленного металла.

Перед использованием сварочные материалы необходимо прокалить в электрических печах по заданному режиму, хранить в сушильных шкафах или герметичной таре.

Прокаленные сварочные материалы на рабочие места следует подавать в необходимом количестве для работы в течение 4 ч и в плотно закрытой таре. Электроды подаются в

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										38
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

специальных термопеналах, а порошковую проволоку и флюс – в закрытых металлических бочках или упаковке из водонепроницаемого материала.

Для сварки кольцевых стыков промышленных трубопроводов следует применять следующие виды сварочных материалов:

- электроды с целлюлозным видом покрытия (Ц) для ручной дуговой сварки неповоротных стыков или с основным видом покрытия (Б) для ручной дуговой сварки поворотных и неповоротных стыков;
- флюс и сварочную проволоку для автоматической сварки под флюсом поворотных стыков труб;
- самозащитную порошковую проволоку для автоматической и механизированной сварки неповоротных стыков труб с принудительным формированием шва;
- защитный газ и сварочную проволоку для автоматической и полуавтоматической сварки в защитных газах.

Проектной документацией предусмотрен контроль сварных стыков всех трубопроводов физическим методом согласно требованиям раздела V.III «Требования к производству сварочных работ, термической обработке и неразрушающему контролю качества сварных соединений» Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». Согласно требованиям контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- пооперационный контроль;
- внешний осмотр и измерения;
- ультразвуковой и, или радиографический контроль;
- капиллярный или магнитопорошковый контроль;
- определение содержания ферритной фазы;
- стилокопирование;
- измерение твердости;
- механические испытания;
- гидравлические или пневматические испытания.

Пооперационный контроль предусматривает проверку качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и ТУ на изготовление и поставку, качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков, температуры предварительного подогрева, качества и технологии сварки, режимов термообработки сварных соединений.

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

						<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Детали трубопроводов изготавливаются из стальных бесшовных и прямошовных сварных труб, листового проката и поковок, материал которых отвечает требованиям наормативных документов, а также условиям свариваемости с материалом присоединяемых труб.

Согласно п. 12.3.3 подраздела 12.3 «Контроль качества сварных соединений» ГОСТ 32569-2013 внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений по обе стороны от шва.

Объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом в процентах, от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений приведен в таблице 20 (согласно таблице 12.3 ГОСТ 32569-2013). Для надежной работы трубопроводов произвести 100 % контроль качества сварных соединений. Контроль сварных стыков защитных футляров предусмотрен 100 % радиографическим методом.

Таблица 20 – Объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом в % от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений по ГОСТ 32569-2013

Условия изготовления стыков	Категория трубопровода				
	I	II	III	IV	V
При изготовлении и монтаже нового трубопровода	20	10	2	1	1
Для трубопроводов с $P_y > 10$ МПа	100	–	–	–	–
При сварке разнородных сталей	100	100	100	100	10

#### 6.11.4 Испытания трубопроводов

Монтажные работы, контроль сварных стыков, испытание трубопроводов на прочность и плотность с последующей очисткой внутренней поверхности необходимо выполнять согласно требованиям Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и ГОСТ 32569-2013.

При испытании трубопроводов следует руководствоваться требованиями с V.IV по V.VIII разделов Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» ГОСТ 32569-2013 раздел 13 «Требования к испытанию и приемке смонтированных трубопроводов».

Все трубопроводы после окончания монтажных и сварочных работ, термообработки, контроля качества сварных соединений, после установки и окончательного закрепления всех опор, и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, подвергаются наружному осмотру, испытанию на прочность и плотность, и при необходимости - дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления. Испытания на прочность и плотность проводят одновременно.

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										40
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

Испытанию, как правило, подвергают весь трубопровод полностью. Допускается проводить испытание трубопровода отдельными участками, при этом разбивку на участки проводит монтажная организация по согласованию с заказчиком.

При испытании на прочность и плотность испытываемый трубопровод (участок) отсоединяется от аппаратов и других трубопроводов заглушками. Использование запорной арматуры для отключения испытываемого трубопровода (участка) не допускается.

Перед проведением испытаний вся запорная арматура, установленная на трубопроводе:

- полностью открыта, сальники уплотнены;
- на месте регулирующих клапанов и измерительных устройств устанавливаются монтажные катушки;
- все врезки, штуцера, бобышки для контрольно-измерительных приборов заглушены.

Испытание на прочность и плотность трубопроводов с номинальным давлением  $P_N \leq 10,0$  МПа предусматривается гидравлическим или пневматическим.

Более продолжительный период по времени, когда температура окружающего воздуха ниже  $0^\circ\text{C}$  и для исключения опасности промерзания отдельных участков трубопровода в проекте предусмотрено пневматическое испытание для трубопроводов Н1, Н19, Н62, Д1 при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии (АЭ).

Согласно п.3.1.13 ГОСТ 32569-2013 испытание на прочность и плотность трубопроводов на номинальное давление  $P_N \leq 10,0$  МПа (высоконапорные водоводы) предусмотрен гидравлический способ испытания.

Гидравлическое испытание трубопроводов проводится преимущественно в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха. Для гидравлических испытаний с давлением до 100 МПа применяется, как правило, вода с температурой не ниже плюс  $5^\circ\text{C}$  и не выше плюс  $40^\circ\text{C}$  или специальные смеси.

Если гидравлическое испытание проводят при температуре окружающего воздуха ниже  $0^\circ\text{C}$ , принимаются меры против замерзания воды и обеспечено надежное опорожнение трубопровода.

После окончания гидравлического испытания трубопровод полностью опорожняется и подвергается продувке до полного удаления воды или жидкости.

Минимальная величина пробного давления при испытаниях на прочность составляет согласно разделов V.V «Гидравлические испытания на прочность и плотность» и V.VI «Пневматические испытания на прочность и плотность» Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»:

$$P_{\text{пр}} \geq 1,25 \times P \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t} \quad (9)$$

Изм. № подл.	100797						Лист
	2	-	Зам.	0050-24		21.02.24	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>						41	

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

$R$  – расчетное давление трубопровода МПа;

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

$[\sigma]_t$  - допускаемое напряжение для материала трубопровода при расчетное температуре.

При заполнении трубопровода водой воздух полностью удаляется. Давление в испытываемом трубопроводе следует повышать плавно. Скорость подъема давления указывается в инструкции производителя работ.

Давление в трубопроводе при испытании увеличивается до значения около 50 % от установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизительно по 10 % от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система поддерживается при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин.

Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления и все сварные соединений подвергаются тщательному визуальному осмотру.

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

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе - открыты и трубопровод полностью освобождается от воды через соответствующие дренажи.

При испытании не допускается обстукивание стальных трубопроводов.

Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не выявлены разрывы, видимые деформации, падение давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружены течи и запотевания.

Для гидравлических испытаний трубопроводов проектной документацией предусмотрено использование технической воды из системы поддержания пластового давления, доставляемой передвижными средствами.

После промывки и проведения гидравлических испытаний техническая вода вывозится передвижными средствами на очистные сооружения для последующего применения в системе поддержания пластового давления.

При пневматическом испытании соблюдаются меры по защите персонала и окружающего оборудования согласно пп. 13.3.5, 13.3.7, 13.3.8 и 13.3.10 ГОСТ 32569-2013.

Пневматическое испытание проводится воздухом или инертным газом и только в светлое время суток.

Особое внимание необходимо уделить таким факторам как:

Изм. № подл.	100797	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ	Лист
									42
Взам. инв. №									
Подп. и дата									
2	-	Зам.	0050-24				21.02.24		

- расположение трубопроводной системы относительно других зданий, дорог и участков, открытых для людей и всего другого оборудования и конструкций;
- поддержание во время испытаний самых строгих существующих мер безопасности и гарантий, что только персонал, участвующий в испытаниях, имеет доступ к участку испытаний, а район, непосредственно прилегающий к зоне испытаний, закрывается и обеспечивается предупреждающими знаками, применяемыми для опасных и вредных зон;
- перед пневмоиспытанием проведение неразрушающего контроля в объеме 100 % продольных швов. Необходимо выполнить также ультразвуковой контроль в объеме не менее
  - 10 % для всех кольцевых швов, включая все стыковые соединения рассматриваемого трубопровода;
- поддержание температуры испытания не менее чем на 25 °С выше температуры хрупкого излома материалов трубопровода.

При пневматическом испытании трубопроводов на прочность подъем давления следует вести плавно, со скоростью, равной 5 % от  $P_{пр}$  в минуту, но не более 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) в минуту, с периодическим осмотром трубопровода на следующих этапах:

- при расчетном давлении до 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) осмотр проводят при давлении, равном 0,6 пробного давления, и при рабочем давлении;
- при расчетном давлении выше 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) осмотр проводят при давлении, равном 0,3 и 0,6 пробного давления, и при рабочем давлении.

Во время осмотра подъем давления приостанавливается. При осмотре обстукивание трубопровода, находящегося под давлением, запрещается.

Места утечки определяют по звуку просачивающегося воздуха, а также по пузырям при покрытии сварных швов, фланцевых и других соединений мыльной эмульсией и другими методами. Дефекты устраняют только при снижении давления до нуля и отключении компрессора.

На время проведения пневматических испытаний на прочность как внутри помещений, так и снаружи устанавливается охраняемая (охранная) зона. Минимальное расстояние от края зоны до трубопровода составляет не менее 25 м при надземной прокладке трубопровода и не менее 10 м при подземной. Границы охранной зоны отмечаются флажками.

Во время подъема давления в трубопроводе и при достижении в нем испытательного давления на прочность пребывание людей в охранной зоне запрещается.

Окончательный осмотр трубопровода разрешается по истечении 10 минут лишь после того как испытательное давление будет снижено до расчетного. Осмотр проводится специально выделенными для этой цели и проинструктированными лицами. Находиться в охранной зоне кому-либо, кроме этих лиц, запрещается.

Изм. № подл.	100797	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ	Лист
									2
Изм. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							

Для наблюдения за охранной зоной устанавливают специальные посты. Число постов для наружных трубопроводов определяют из расчета один пост на 200 м длины трубопровода. В остальных случаях число постов определяют исходя из местных условий, с тем, чтобы охрана зоны была надежно обеспечена.

После окончания испытаний на прочность и плотность все трубопроводы промываются водой в соответствии с подразделом 13.4 «Промывка и продувка трубопровода» ГОСТ 32569-2013.

Согласно п. 13.4.2 промывка водой осуществляется со скоростью 1,0 – 1,5 м/с. После промывки трубопровод полностью опорожняется и продувается воздухом или инертным газом. Согласно п. 13.4.3 продувка трубопроводов производится под давлением, равным рабочему, но не более 4,0 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>). Продолжительность продувки составляет не менее 10 мин.

Согласно подразделу 13.5 «Дополнительные испытания на герметичность» ГОСТ 32569-2013 после испытаний на прочность и плотность необходимо произвести дополнительные пневматические испытания трубопроводов групп А на герметичность с определением падения давления во время испытания. Дополнительные испытания на герметичность производятся воздухом или инертным газом давлением равным рабочему.

Продолжительность дополнительных испытаний составляет не менее 24 ч. Значения давлений при гидравлическом и пневматическом испытаниях приведены в таблице 20.

При испытании трубопроводов следует руководствоваться требованиями ГОСТ 32569-2013 раздел 13 «Требования к испытанию и приемке смонтированных трубопроводов».

Согласно разделу V.VIII «Дополнительные испытания на герметичность» Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» трубопроводы, транспортирующие вещества с токсичным действием (1, 2 и 3 класса опасности) или горючие газы (в том числе сжиженные углеводородные газы), или легковоспламеняющиеся жидкости подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания. Дополнительные испытания на герметичность производятся воздухом или инертным газом после завершения испытаний на прочность и плотность давлением равным рабочему, для вакуумных трубопроводов - давлением 0,1 МПа. При периодических испытаниях, а также после ремонта, связанного со сваркой и разборкой трубопровода, продолжительность испытания составляет не менее 4 часов.

Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется:

- для трубопроводов внутренним диаметром до 250 мм включительно:

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>						44
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

- а) не более 0,1 % за час для трубопроводов со средами, относящимися к опасным веществам 1-го и 2-го классов опасности;
- б) не более 0,2 % за час для трубопроводов со средами 1-ой группы, за исключением относящихся к опасным веществам 1-го и 2-го классов опасности.
  - для трубопроводов внутренним диаметром (Dвн) свыше 250 мм:
    - а) не более  $0,1 \times 250 / D_{вн}$ , % за час для трубопроводов со средами, относящимися к опасным веществам 1-го и 2-го классов опасности;
    - б) не более  $0,2 \times 250 / D_{вн}$ , % за час для трубопроводов со средами 1-ой группы, относящимися к опасным веществам 1-го и 2-го классов опасности.

Падение давления в трубопроводе во время испытания его на герметичность определяется по формуле:

$$\Delta P = \left( \frac{P_{кон} T_{нач}}{P_{нач} T_{кон}} \right) \times 100 \quad (11)$$

где  $\Delta P$  – падение давления, % от испытательного давления;

$P_{кон}, P_{нач}$  – сумма манометрического и барометрического давлений соответственно в конце и начале испытаний, МПа;

$T_{нач}, T_{кон}$  – температура в трубопроводе соответственно в начале и в конце испытания, К.

Давление и температуру в трубопроводе определяют как среднее арифметическое показаний манометров и термометров, установленных на нем во время испытаний.

Испытание на герметичность с определением падения давления проводится только после выравнивания температур в трубопроводе. Для наблюдения за температурой в трубопроводе следует устанавливать термометры.

Результаты дополнительного испытания на герметичность по каждому трубопроводу фиксируются в акте и прикладываются к паспорту трубопровода. Допускается вносить сведения об испытании на герметичность в паспорт трубопровода непосредственно, при этом акт хранится в установленном эксплуатирующей организацией порядке.

После окончания испытаний на прочность и плотность трубопроводы промываются и продуваются по специально разработанной схеме в соответствии с разделом V.VII «Промывка и продувка технологического трубопровода» Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

При проведении промывки (продувки) в зимнее время принимаются меры против промерзания технологических трубопроводов. О проведении промывки и продувки составляют акт.

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

Промывка водой осуществляется со скоростью 1-1,5 м/с, если иное не определено в проекте. После промывки трубопровод полностью опорожняется и продувается воздухом или инертным газом.

Продувку трубопроводов следует проводить под давлением, равным рабочему, но не более 4 МПа. Продувка трубопроводов, работающих под избыточным давлением до 0,1 МПа или вакуумом, проводится под давлением не более 0,1 МПа. Продолжительность продувки составляет не менее 10 мин.

При пневматическом испытании соблюдаются меры по защите персонала и окружающего оборудования согласно пп. 13.3.5, 13.3.7, 13.3.8 и 13.3.10 ГОСТ 32569-2013.

Перед началом продувки и испытания трубопровода воздухом определяются и обозначаются знаками опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время данных работ. Зоны безопасности при пневматических и гидравлических испытаниях трубопроводов определены в соответствии Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Забор воды для проведения гидравлических испытаний трубопровода предусмотрен из водозаборных сооружений. Доставка при помощи автоцистерн.

#### 6.11.5 Изоляция трубопроводов

Обвязка устья добывающих и нагнетательных скважин в период отработки на нефть, в районе обратного клапана запроектированы с электрообогревом в теплоизоляции. Остальные надземные участки водопроводов и дренажной емкости запроектированы в тепловой изоляции.

Тепловая изоляция предусмотрена в соответствии с СП 61.13330.2012. Конструкцию, материал, толщину тепловой изоляции, покровного слоя для надземных трубопроводов и надземной части дренажной емкости см. в таблице 21.

Таблица 21 - Конструкция тепловой изоляции надземных трубопроводов и надземной части дренажной емкости

Диаметр трубы, мм	Теплоизоляционный материал	Покровный слой	Крепление покровного и теплоизоляционного слоев	Окраска поверхности	
				Трубопровода перед нанесением теплоизоляции	Покровного слоя трубопровода
Теплоизоляция с электрообогревом 76*, 89	Маты минераловатные прошивные марки МП-100-1000.500 по ГОСТ 21880-2022 DN50...80=50 мм DN100...200=60 мм DN700...800=80 мм	Сталь оцинкованная марки ОЦБ-ПН-НО ГОСТ 19904-90/ ОН-КР-2 ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм	Бандаж из ленты алюминиевой АД1.М 0,8x40мм ГОСТ 13726-97 Ленту резать пополам Пряжки бандажные типа 1-А ТУ 36.16.22-64-92	Композиция органосиликатная ОС-51-03 зеленая по ТУ 84-725-78 (два слоя). Отвердитель ТБТ ТУ 6-09-2738-89	Грунтовка ГФ-021 ГОСТ 25129-2020 (один слой) Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76 (два слоя) Цвет эмали в соответствии с опознавательной окраской по
Теплоизоляция без электрообогрева 89, 114				Грунтовка ГФ-021 ГОСТ 25129-2020 (один слой) Краска БТ 177	

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
					21.02.24		46

Диаметр трубы, мм	Теплоизоляционный материал	Покровный слой	Крепление покровного и теплоизоляционного слоев	Окраска поверхности	
				Трубопровода перед нанесением теплоизоляции	Покровного слоя трубопровода
				ГОСТ 5631-79	ГОСТ 14202-69
720 820 (штуцера дренажной емкости)			Винты самонарезающие 4x8.01.016 ГОСТ 10621-80	В заводских условиях	
Теплоизоляция без электрообогрева 22, 32	Шнур из минеральной ваты в оболочке из стеклоткани марки ШТН-МВ-200-400-50-С диаметром 50 мм	Лента холоднокатаная из низкоуглеродистой стали (оцинкованная горячим способом) Лента ОМ-0,5x20 ГОСТ 503-81	Бандаж из ленты алюминиевой АД1.М 0,8x40мм ГОСТ 13726-97 Ленту резать пополам Пряжки бандажные типа 1-А ТУ 36.16.22-64-92	Грунтовка ГФ-021 ГОСТ 25129-2020 (один слой) Краска БТ 177 ГОСТ 5631-79	

\*Устьевая арматура не входит в состав проектируемого оборудования.

Для соединительных деталей трубопроводов и арматуры принят тот же теплоизоляционный материал, что и для трубопроводов. В местах установки арматуры и фланцевых соединений теплоизоляционные конструкции выполняются съёмными.

Для защиты от почвенной коррозии наружной поверхности выкидных трубопроводов, высоконапорных водоводов, дренажных трубопроводов, нефтегазосборного трубопровода, футляров применяется пленочная антикоррозионная изоляция усиленного типа (п.10.1.33 ГОСТ 32569-2013) по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция № 15).

Конструкция пленочного изоляционного покрытия:

- грунтовка «Праймер–НК-50» в один слой;
- полимерная лента «Полилен 40-ЛИ-63» в один слой;
- наружная обертка «Полилен-ОБ 40-ОБ-63» в один слой.

Работы по нанесению изоляционных покрытий выполняются в соответствии с требованиями ВСН 008-88, СП 284.1325800.2016.

При переходе от надземной прокладки трубопровода к подземной предусмотрено перекрытие защитных покрытий внахлест шириной не менее 0,5 м ниже поверхности земли.

#### 6.11.6 Контроль за надежной и безопасной эксплуатацией трубопроводов

Технологическое оборудование и трубопроводы приняты в соответствии с заданными технологическими параметрами и оснащены необходимым объемом автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, что исключает обязательное постоянное присутствие обслуживающего персонала на проектируемых кустовых площадках.

Изм. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	100797	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист	47

На эксплуатируемый трубопровод должен быть оформлен паспорт трубопровода, оформляет паспорт эксплуатирующая организация. Возможно включение нескольких участков трубопроводов в один паспорт трубопровода.

В период эксплуатации трубопроводы подлежат периодическому контролю технического состояния, путем проведения плановых осмотров, ревизий и диагностики согласно требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». На основании результатов ревизий и диагностики разрабатывается график выполнения ремонтных работ на трубопроводах.

Техническое обслуживание трубопроводов включает:

- осмотр трубопроводов (наблюдение за состоянием трубопроводов, элементов трубопровода и его деталей, находящихся над поверхностью земли);
- ревизию трубопроводов.

Периодичность и объемы работ по техническому обслуживанию трубопроводов, а также технических устройств, входящих в состав трубопровода, устанавливаются эксплуатирующей организацией с учетом требований руководств по эксплуатации заводов-изготовителей. Работы должны проводиться в сроки, установленные ежегодными графиками, утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации.

#### Осмотр трубопроводов

При осмотре трубопровода особое внимание должно быть уделено:

- наличию признаков утечек;
- показанию приборов, по которым осуществляется контроль давления в трубопроводе и сравнение показаний с параметрами, установленными технологическим регламентом трубопровода;
- состоянию сварных и фланцевых соединений, запорной арматуры;
- выявлению оголений трубопроводов;
- состоянию изоляции на открытых (видимых) участках трубопроводов.

Лица, выполняющие осмотр, должны немедленно сообщать ответственному должностному лицу о замеченных утечках, повреждениях трубопроводов, угрожающих нормальной работе или безопасности людей и окружающей среде.

Результаты осмотра должны заноситься в журнал осмотра лицом, осуществившим осмотр.

Внеочередные осмотры должны проводиться после стихийных бедствий, в случае визуального обнаружения утечек, обнаружения падения давления в трубопроводе по показаниям контрольных приборов, снижения объемов транспортируемой среды.

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										48
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

По результатам осмотра выявленные несоответствия должны быть устранены на месте. В случае невозможности устранения несоответствий на месте разрабатываются мероприятия по их устранению.

До прибытия аварийно-восстановительной бригады руководитель работ должен принять меры, предупреждающие доступ в опасную зону посторонних лиц и транспортных средств.

Фактическая глубина заложения трубопроводов должна периодически контролироваться при проведении ревизии.

Все участки трубопроводов должны быть доступны для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ. Способ доступа определяется проектной документацией либо технологическим регламентом, а также ПЛА.

### Ревизия

Периодичность и объемы проведения ревизии трубопроводов устанавливаются документацией эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации в период между ревизиями, но не реже одного раза в 8 лет.

Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов следует проводить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации.

Эксплуатирующая организация обязана ежегодно формировать графики выполнения работ по ревизии трубопроводов.

При ревизии трубопровода необходимо выполнить:

- визуальное обследование трубопровода;
- определение глубины залегания трубопровода;
- определение мест проведения неразрушающего контроля. Участки выбираются в наиболее опасных местах: оголениях, застойных зонах (тупиковых и временно не работающих участках), в местах, где изменяется направление потока (отводы, переходы, тройники, врезки), узлах запорной арматуры. При необходимости производится шурфование. Размеры шурфов должны обеспечивать полный доступ к трубопроводу по всей его поверхности, включая нижнюю образующую, на протяжении не менее 1 м;
- определение технического состояния технических устройств;
- визуальный осмотр наружного защитного (антикоррозионного) покрытия (определение наличия (отсутствия) наружных механических и коррозионных повреждений, измерение геометрических параметров обнаруженных повреждений с помощью измерительных инструментов (линейка, шаблон сварщика);
- ультразвуковую толщинометрию стенки трубопровода;

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

- определение целостности защитного покрытия в местах контроля;
- ультразвуковой (рентгенографический) контроль качества сварных соединений при подозрении на дефекты сварного шва по результатам ВИК;
- определение мест повреждений изоляции;
- определение отбраковочной толщины стенки трубопровода.

При выявленном в результате ревизии неудовлетворительном состоянии участка трубопровода необходимо принять меры по ремонту трубопровода.

На основании данных, полученных по результатам ревизии, организацией, проводившей ревизию, составляется акт ревизии, в котором делается вывод о техническом состоянии трубопровода.

При обнаружении опасных дефектов на трубопроводе, которые приводят к разгерметизации трубопровода, эксплуатирующая организация должна незамедлительно принять меры по их устранению.

Обнаруженные при ревизии дефекты должны быть устранены в соответствии с мероприятиями, утверждаемыми техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Ревизия трубопровода выполняется работниками эксплуатирующей или подрядной организации с привлечением аттестованной лаборатории неразрушающего контроля.

Технические отчеты (заключения) по результатам диагностирования должны храниться в эксплуатирующей организации совместно с паспортом трубопровода в течение всего срока эксплуатации трубопровода.

Отбраковка труб и деталей трубопроводов

Трубы и детали трубопроводов подлежат отбраковке в случаях, если:

- в результате ревизии установлено, что под действием коррозии или эрозии толщина стенки трубопровода уменьшилась и достигла критической величины, установленной проектной организацией, но не менее, чем указанная в таблице № 1 приложения № 8 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

- при обследовании сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению.

Фланцы отбраковывают при неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей, наличии раковин, трещин, уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы.

Литые изношенные корпуса кранов и литые детали трубопровода подлежат отбраковке в случаях, если:

- уплотнительные элементы арматуры не обеспечивают ведения технологического процесса, и отремонтировать или заменить их невозможно;

Ивл. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

						<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		50
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

– толщина стенки корпуса арматуры достигла значений, равных или меньших, которые указаны в таблице №2 приложения №8 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

### Ремонт трубопроводов

По результатам анализа данных, полученных при наружных осмотрах, ревизиях, при расследовании аварий и инцидентов за весь срок эксплуатации трубопровода, проводится выбор вида и метода ремонта, определение объемов работ и сроков его проведения в зависимости от характера дефектов и ремонтпригодности трубопровода с учетом его загруженности на рассматриваемый период и в перспективе.

На основании результатов оценки технического состояния планируются следующие виды ремонта трубопровода:

- текущий ремонт с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб, с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки);
- выборочный ремонт изоляции;
- капитальный ремонт, реконструкция, техническое перевооружение трубопроводов с заменой отдельных участков или всего трубопровода.

Капитальный ремонт трубопровода выполняется силами и средствами ремонтно-строительных подразделений ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» или сторонними специализированными организациями.

Капитальный ремонт выполняется, как правило, по результатам проведения ревизий и диагностики трубопровода специализированными организациями, а также после ликвидации аварийных ситуаций в целях выполнения противоаварийных мероприятий.

Сведения о проведенных ремонтных работах должны быть внесены в исполнительную документацию и паспорт трубопровода.

Ивл. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										51
				2	-	Зам.	0050-24		21.02.24	<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

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

При эксплуатации проектируемых объектов вспомогательное оборудование не требуется. Для выполнения ремонтных работ по замене какого-либо вида оборудования, арматуры, труб, либо других устройств, применяются автомобильные краны и транспортные средства по доставке ремонтных бригад и ремонтной техники.

Эксплуатационные службы оснащаются необходимыми транспортными средствами, строительными механизмами, оборудованием, материалом, инструментами и инвентарем в соответствии с действующим нормативным табелем технической оснащенности.

Тип и грузоподъемность применяемой техники определяется по соответствующим ГЭСН, исходя из условий производства работ, а также габаритов и массы демонтируемого оборудования, запорной арматуры и трубопроводов.

Ивл. № подл.	100797					01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ	Лист	
	2	-	Зам.	0050-24	21.02.24			52
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.			
Взам. инв. №								
Подп. и дата								

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

Основные технологические сооружения проектируемых объектов по характеру свойств веществ, обращаемых на них, относятся к взрывопожароопасным - легковоспламеняющаяся жидкость (нефть) и горючий газ (попутный нефтяной газ):

– нефть – подвижная маслянистая горючая жидкость, легче воды, от светло-коричневого цвета до черного цвета со специфическим запахом. Группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 31610.20-1-2020 -ТЗ. Категория взрывоопасной смеси по ГОСТ 31610.20-1-2020 -ПА.

– нефтяной газ – бесцветный газ, предельно допустимая концентрация в воздухе - 300 мг/м<sup>3</sup>, горюч, предел взрываемости - 3,117...11,807 % об., температура самовоспламенения по метану – плюс 537 °С. Группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 31610.20-1-2020 -Т1. Категория взрывоопасной смеси по ГОСТ 31610.20-1-2020 -ПА.

Проектируемые объекты идентифицированы, как опасный производственный объект по признаку транспортировки и хранения опасных веществ в количествах, указанных в Федеральном законе от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Процессы, связанные с добычей, подготовкой и транспортировкой нефти, являются взрывопожароопасными и по уровню относятся к повышенной пожарной опасности в соответствии с ГОСТ Р 12.3.047-2012.

Оборудование, эксплуатируемое на опасном производственном объекте, соответствует требованиям следующих документов:

– Федеральные нормы и правила от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 536 «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»;

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

– ГОСТ 32569-2013.

Общие требования к применению технических устройств и инструментов на опасных производственных объектах:

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

						<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		53
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

- технологическое оборудование выбрано в блочном исполнении в соответствии с заданными технологическими параметрами и размещено на открытых площадках, что уменьшает вероятность образования взрывоопасных смесей;
- применяемое оборудование, арматура и трубопроводы соответствуют климатическим характеристикам района строительства и условиям эксплуатации;
- сертификация оборудования, эксплуатируемого на опасном производственном объекте (ОПО), проводится на соответствие требованиям Технических Регламентов Таможенного союза ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2013;
- проектируемые сооружения размещены на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, или взрыве, или пожаре не предоставляют для них серьезной опасности;
- принятое проектной документацией технологическое оборудование поставляется в полной заводской готовности к эксплуатации и отвечает требованиям по пределу огнестойкости строительных конструкций, площади легкобрасываемых конструкций и т.д. Все эти требования обеспечивает завод – изготовитель;
- применение технических устройств осуществлять в соответствии с инструкциями по безопасной эксплуатации и обслуживанию, составленными заводами-изготовителями или эксплуатирующей организацией, техническими паспортами;
- технологические системы, технические устройства оснащены необходимой запорной арматурой, средствами регулирования и блокировки, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию;
- для взрывопожароопасных технологических процессов предусмотрены системы противоаварийной защиты, противопожарной защиты и газовой безопасности, обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние, в случае критического отклонения от предусмотренных технологическим регламентом параметров;
- технические устройства устанавливать в соответствии с проектной документацией или требованиями инструкций по монтажу (эксплуатации) завода-изготовителя;
- для взрывопожароопасных технологических систем, технических устройств и трубопроводов, которые в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, в проектной документации необходимо предусмотреть меры по ее снижению, исключению аварийного перемещения, сдвига, разгерметизации и разрушения их узлов и деталей;
- эксплуатировать только те технические устройства, рабочие параметры которого обеспечивают безопасность технологического процесса;

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

– эксплуатацию технических устройств, подвергшихся конструктивным изменениям в процессе эксплуатации, осуществлять при положительном заключении экспертизы промышленной безопасности;

– узлы, детали, приспособления и элементы технических устройств, которые служат источником опасности для работающих, а также поверхности оградительных и защитных устройств окрашивается в сигнальные цвета;

– эксплуатируемые технические устройства соответствуют по исполнению климатическим условиям их эксплуатации;

– при пуске в работу или остановке технических устройств и технологических систем предусматриваются меры по предотвращению образования в них взрывоопасных смесей и пробок, образующихся в результате гидратообразования или замерзания жидкостей;

– открытые движущиеся и вращающиеся части технических устройств оградить или заключить в кожухи. Такие технические устройства оснащены системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск их в работу при отсутствующем или открытом ограждении;

– ограждение предусматривается быстросъемным и удобным для монтажа. Конструкция и крепление ограждения исключают возможность непреднамеренного соприкосновения работающего с ограждаемым элементом;

– температура наружных поверхностей технических устройств и кожухов теплоизоляционных покрытий не превышает температуру самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, исключает возможность ожогов;

– запорные, отсекающие, разгружающие и предохранительные устройства, устанавливаемые на нагнетательном и всасывающем трубопроводах, максимально приближены к насосу и находятся в доступной и безопасной для обслуживания зоне;

– на запорной арматуре (задвижках, кранах), устанавливаются указатели положений «Открыто» и «Закрыто»;

– на нагнетательном трубопроводе предусмотрена установка обратного клапана или другого устройства для предотвращения перемещения транспортируемых веществ в обратном направлении;

– эксплуатация технических устройств и инструмента в неисправном состоянии или с отклонением от рабочих параметров, установленных изготовителем, запрещается;

– снятие кожухов, ограждений, ремонт технических устройств проводить только после отключения электроэнергии, сброса давления, остановки движущихся частей и принятия мер, предотвращающих случайное приведение их в движение вследствие ошибочного или

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

						<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		55
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, под действием силы тяжести или других факторов. На штурвалах задвижек, шиберов, вентилей вывешиваются плакаты «Не открывать! Работают люди». На пусковом устройстве обязательно вывешивается плакат «Не включать, работают люди»;

– по достижении срока эксплуатации, установленного изготовителем, дальнейшая эксплуатация технического устройства без продления срока безопасной эксплуатации не разрешается. Критерии вывода из эксплуатации вносятся в инструкцию по эксплуатации оборудования. Продление срока безопасной эксплуатации технических устройств осуществляется в соответствии с нормативно-техническими документами по результатам проведения необходимых экспертиз;

– работы по определению продления срока безопасной эксплуатации технического устройства осуществляются экспертными организациями с учетом особенностей конструкции и условий эксплуатации конкретного технического устройства.

В целях повышения надежности при эксплуатации проектной документацией предусмотрено испытание оборудования и трубопроводов на прочность и плотность после монтажа, покрытие их антикоррозионной изоляцией согласно требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и ГОСТ 32569-2013.

Технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность и безопасность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, что исключает необходимость постоянного пребывания обслуживающего персонала на объекте.

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										56
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

**9 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 так же решения по организации бытового обслуживания персонала**

Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности – для объектов производственного назначения представлены в томе 6.3.

Иив. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. иив. №							Лист
										57
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

## 10 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

### 10.1 Охрана труда и техника безопасности

Охрана труда - система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-гигиенические, лечебно – профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

К действующим законодательным и нормативно – правовым актам Российской Федерации, регулирующих трудовые отношения и условия труда работников относятся:

- Конституция РФ;
- Федеральный закон от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Федеральный закон от 24.07.1998 № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;
- Федеральный закон от 21.11.2011 № 323-ФЗ «Об основах охраны здоровья граждан в РФ»;
- Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ;
- нормативно-правовые акты, содержащие государственные нормативные требования охраны труда: стандарты безопасности труда, правила и типовые инструкции по охране труда, государственные санитарно-эпидемиологические правила и нормативы (санитарные правила и нормы, санитарные нормы, санитарные правила и гигиенические нормативы, устанавливающие требования к факторам рабочей среды и трудового процесса).

В соответствии со статьей 212 Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ работодатель обеспечивает:

- безопасность работников при осуществлении технологических процессов, применение ими средств индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны и условий труда на каждом рабочем месте;
- режим труда и отдыха работников в соответствии с законодательством РФ и законодательством субъектов РФ;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочих местах работников и проверку их знаний требований охраны труда;

Изм. № подл.	100797	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ	Лист
									2
Взам. инв. №		Подп. и дата							

- приобретение и выдачу за счет собственных средств специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты;
- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах;
- проведение специальной оценки условий труда в соответствии с законодательством о специальной оценке условий труда;
- проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров;
- информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о существующем риске повреждения здоровья и полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты;
- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;
- расследование в установленном Правительством РФ порядке несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- выполнение предписаний должностных лиц органов государственного контроля за соблюдением требований охраны труда и рассмотрение представлений органов общественного контроля в установленные законодательством сроки;
- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке обучение и инструктаж по охране труда, стажировку, проверку знаний требований охраны труда;
- недопущение работников к исполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований, а также в случае медицинских противопоказаний;
- ознакомление работников с требованиями охраны труда;
- разработку и утверждение правил и инструкций по охране труда для работников с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации или иного уполномоченного работниками органа в порядке, установленном статьей 372 Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ для принятия локальных нормативных актов;
- наличие комплекта нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда в соответствии со спецификой своей деятельности.

На предприятии создана система управления охраной труда (СУОТ). Обеспечение охраны труда входит в обязательства и обязанности работодателя.

Ивл. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										59
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

Работники в свою очередь обязаны:

- выполнять в полном объеме возложенные на них обязанности;
- знать правила промышленной безопасности;
- знать правила охраны труда;
- знать правила производственной санитарии.

При эксплуатации проектируемого объекта требуется обязательный контроль за исправным состоянием оборудования и инструмента, за наличием индивидуальных средств защиты.

Не допускается эксплуатация объекта, если дальнейшее производство работ сопряжено с опасностью для жизни работающих.

На предприятии требуется обязательные планы по предупреждению и ликвидации возможных аварий, отработка системы мер, обеспечивающей своевременный вывод персонала для выполнения аварийных работ, организация проведения учебно-тренировочных занятий по планам предупреждения и ликвидации возможных аварий.

Работники, прибывшие на опасный производственный объект для работы, проходят ознакомление с правилами внутреннего распорядка, характерными опасными и вредными производственными факторами и признаками их проявления.

При соблюдении правил технической эксплуатации проектируемого объекта, обслуживающему персоналу будет обеспечена безопасная работа.

Важнейшими условиями безопасной работы являются следующие мероприятия, выполнение которых в процессе эксплуатации обязательно:

- соблюдение технологических параметров режима работы;
- трубопроводы проложены подземно (кроме трубопроводов ингибитора);
- надземные трубопроводы и запорная арматура в теплоизоляции;
- соблюдение правил, норм, положений и инструкций по безопасному ведению работ;
- проведение систематического профилактического осмотра технического состояния оборудования;
- освещенность рабочих мест предусматривается равномерной и исключает возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих.
- производство работ в неосвещенных местах не разрешается;
- применение спецодежды, щитков и масок при газосварке;
- устройство ограждений всех выступающих подвижных частей станков и механизмов;
- использование стационарных и переносных сигнализаторов, необходимых для контроля загазованности;

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

						<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		60
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

- работы, связанные с опасностью падения работающего с высоты, проводятся с применением предохранительного пояса;
- оснащение технологического оборудования необходимой предохранительной арматурой и контрольно-измерительными приборами с системой блокировки и сигнализации, срабатывающими при нарушениях техпроцесса;
- выполнение защитного заземления всех металлических частей технологического оборудования и установка молниеприемников для защиты персонала от поражения электрическим током и молнией;
- установка опознавательных знаков на углах поворота трассы трубопровода, на пересечении через автомобильную дорогу, через коммуникации;
- при пересечении автодорог трубопроводы проложены в защитном футляре с футеровкой;
- предусмотрено испытание трубопроводов на прочность и герметичность после строительно-монтажных работ;
- автоматическое управление технологическими операциями.

Руководство работ по охране труда и соблюдение инструкций и правил техники безопасности, также ответственность за ее состояние в строительно-монтажных организациях возлагается на управляющих, начальников и главных инженеров трестов строительных управлений и строительно-монтажных управлений.

Несмотря на мероприятия, предусмотренные в проекте, нельзя исключить вероятность контакта обслуживающего персонала с вредными веществами в случае нарушения герметичности уплотнения на арматуре, разгерметизации оборудования и трубопроводов.

Персонал обеспечивается спецодеждой, изготовленной из термостойких и антистатических материалов. Работники также обеспечиваются другими средствами индивидуальной защиты противогазами, защитными очками, касками, переносными газоанализаторами.

Спецодежда выдается для теплого и холодного периода года. Запрещается использовать спецодежду, пропитанную нефтепродуктами, маслами. Персонал обеспечен средствами защиты органов дыхания. Для безопасного ведения работ на высоте обеспечивают спасательными поясами. Для работы с электросиловыми установками применяются диэлектрические перчатки, боты, оборудование и инструмент, соответствующие требованиям электробезопасности

## 10.2 Перечень мероприятий по обеспечению промышленной безопасности

Проектные решения, принятые в проектной документации, соответствуют государственным нормативным требованиям охраны труда действующих на территории РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта.

Изм. № подл.	100797	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ	Лист
									2
Взам. инв. №		Подп. и дата							

Технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность и безопасность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, что исключает необходимость постоянного пребывания обслуживающего персонала на объекте.

Проектируемые объекты в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам и подлежит регистрации в государственном реестре в порядке, устанавливаемом Правительством РФ.

Технические решения, принятые в проектной документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории РФ, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных в проектной документации мероприятий по технике безопасности и охране труда, а также противопожарные мероприятия.

Сертификация оборудования, эксплуатируемого на ОПО, проводится на соответствие требованиям ТР ТС 010/2011.

Строительство, монтаж и эксплуатация технических устройств и оборудования осуществляются в соответствии с требованиями ТУ, руководств и инструкций заводов изготовителей по эксплуатации, монтажу, техническому обслуживанию.

Согласно требованиям ТР ТС 010/2011 и ТР ТС 012/2011 безопасность оборудования, применяемого в проекте обеспечивается путем идентификации видов опасности по следующим признакам в соответствии с техническими регламентами на соответствующие виды оборудования, национальными стандартами и сводами правил:

- взрывобезопасность;
- механическая безопасность;
- промышленная безопасность;
- пожарная безопасность.

Проектом предусматривается применение технологий и оборудования, обеспечивающих противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность запроектированного объекта.

Технологическое оборудование принято в соответствии с заданными технологическими параметрами и оснащено необходимым объемом автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, что исключает обязательное постоянное присутствие обслуживающего персонала на площадке.

При проектировании предусмотрены следующие мероприятия по безопасности объектов проектирования:

Ивл. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

						<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24	21.02.24			62
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

- для предотвращения разлива нефти кустовая площадка имеет обвалование;
- для предотвращения замораживания предусмотрена теплоизоляция и электрообогрев трубопроводов;
- для защиты от почвенной и атмосферной коррозии предусмотрена антикоррозионная защита трубопроводов;
- чтобы избежать загрязнения грунта в случае утечек из фланцевых соединений и оборудования во время ремонта предусматривается использование инвентарных поддонов и емкостей;
- сбор дренажных стоков от измерительной установки осуществляется в дренажную емкость с последующим вывозом спецавтотранспортом на очистные сооружения;
- прокладка трубопроводов подземная, кроме трубопроводов ингибитора;
- использование труб из материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства;
- послемотажное испытание трубопроводов и запорной арматуры;
- для предупреждения развития аварий проектом предусмотрена система сигнализации, обеспечивающая отключение электродвигателей ЭЦН при нестандартных ситуациях;
- для трубопроводов использованы трубы повышенной эксплуатационной надежности;
- обеспечение требуемого уровня качества сварных соединений трубопроводов достигается проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля;
- конструкции устья скважин и колонной головки обеспечивает контроль за флюидопроявлениями за обсадными колоннами и обеспечить аварийной глушение скважин;
- после монтажа в целях повышения безопасности при эксплуатации предусматривается испытание оборудования и трубопроводов на прочность и плотность, и дополнительное испытание на герметичность трубопроводов групп А с предварительной очисткой внутренней поверхности труб;
- также осуществляется входной, операционный контроль изделий и материалов;
- ингибиторная защита нефтегазосборных трубопроводов;
- рекомендован 100 % контроль качества сварных швов;
- проведение ревизии в процессе эксплуатации;
- для исключения проявления статического электричества во взрывоопасной зоне предусмотрено контактное заземляющее устройство для заземления спецавтотранспорта (УЗА);
- технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность и безопасность производственного процесса за счет оснащения;

Ивл. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	0050-24		21.02.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

**01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ**

– технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, что исключает необходимость постоянного пребывания обслуживающего персонала на объекте;

– организации, эксплуатирующие опасный производственный объект, обязаны обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности, проводить диагностику, испытание, освидетельствование сооружений и технических устройств, организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности.

При эксплуатации трубопроводов необходимо производить контроль их технического состояния, техническое обслуживание и ремонт, выполняя при этом:

– наружный осмотр трубопроводов, узлов запорной арматуры согласно разделу V. IX «Техническое диагностирование и обследование» Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;

– ревизию трубопроводов согласно разделу V.X «Техническое освидетельствование технологических трубопроводов» и арматуры согласно разделу V.XI «Ревизия трубопроводной арматуры» Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;

– диагностику, согласно раздела V.XIV «Техническое диагностирование и обследование» Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;

– периодические испытания, согласно раздела V.XIII «Периодичность испытания на прочность и плотность» Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»:

а) для технологических трубопроводов с номинальным давлением не более 10 МПа периодичность испытания равна удвоенной периодичности проведения освидетельствования, но не реже одного раза в 8 лет;

б) для технологических трубопроводов с расчетным давлением более 10 МПа и расчетной температурой до 200°С включительно - не реже одного раза в 8 лет;

в) для технологических трубопроводов с расчетным давлением более 10 МПа и расчетной температурой выше 200°С - не реже одного раза в 4 года.

Периодичность видов технического обслуживания устанавливается предприятием с учетом требований разделов с V.IX по V. XIV Федеральных норм и правил от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

По результатам контроля и технического обслуживания необходимо производить своевременную отбраковку труб и деталей трубопроводов. Нормы отбраковки приведены в

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										64
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					



Производства (отдельные помещения) и сооружения	Характеристика среды в помещениях, аппаратах и трубопроводах	Класс взрывопожароопасной зоны по ПУЭ	Группа взрыво-опасной смеси газов и паров с воздухом по ГОСТ 31610.20-1-2020	Категория взрывоопасной смеси газов и паров с воздухом по ГОСТ 31610.20-1-2020	Категория помещения и здания по взрыво-пожарной и пожарной опасности по ФЗ №123-ФЗ ст. 25, 27 СП 12.13130.2009	Степень огнестойкости и класс конструктивной пожарной опасности ФЗ №123-ФЗ табл. 21, 22	Класс зоны Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»	Класс и размеры взрыво-опасной зоны Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»	
									воздуховода
Блок дозирования реагентов	Ингибитор парафино-(соле)-отложения	В-1а	Т2	IIА	А	IV, С0	1	1	Внутри блока
								1	3м от дверных проемов и от вытяжного воздуховода
								2	5 м от дверного проема, 5 м от вытяжного воздуховода
Дренажная емкость	Нефть, вода, нефтяной попутный газ	В-1г	Т3	IIА	АН	-	2	0	Внутри емкости
								1	1,5 м от фланцев, 3 м от открытого люка
								2	3 м от фланцев и корпуса, 5 м от открытого люка
								1	3 м от среза
								2	5 м от среза

Таблица 23 – Маркировка по взрывозащите электрооборудования

Наименование оборудования	Маркировка по взрывозащите
Измерительная установка	1ExdIIВТ4*
Электроприводная арматура	1ExdeIIСТ4
Электродвигатели вентиляции	1ExdIIАТ4
Приборы освещения	1ExdIIВТ4
Датчик давления	0ExiaIIСТ5
Расходомер	1ExdIIСТ5Х
Сигнализатор уровня	0ExiaIIВТ5
Газоанализатор	1Exd[ia]IIСТ6Х

\* БТ оснащается электроприборами во взрывозащищенном исполнении, с уровнем взрывозащиты, соответствующим классу взрывоопасной зоны 1 согласно Федеральному закону от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и зоне В-1а согласно гл. 7.3. ПУЭ (7 издание), устанавливается во взрывоопасной зоне. Взрывозащищенное оборудование БТ должно иметь маркировку взрывозащиты отвечающую требованиям ГОСТ 31610.0-2019.

Электроприводы ЗРА - вид взрывозащиты электроприводов «d» - «взрывонепроницаемая оболочка». Кабельные вводы на БТ с сертификацией взрывонепроницаемая оболочка (Exd) и повышенная безопасность (Exe). Светильники, клеммные коробки, обогреватели, вентиляторы, пожарные извещатели и свето-звуковые оповещатели,

Ивл. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

Изм.	Код.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>	Лист
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		66

коробки соединительные, посты управления кнопочные должны быть взрывозащищенного исполнения.

### 10.3 Перечень мероприятий по обеспечению пожарной безопасности

Проектируемые объекты выполнены с соблюдением действующих норм и правил взрывопожаро-безопасности, которые обеспечивают безопасную эксплуатацию объекта. Пожарная безопасность обеспечивается степенью огнестойкости строительных конструкций, наличием инвентарных средств пожаротушения.

В проектной документации для кустов скважин предусмотрены площадки для стоянки пожарной техники и спецтехники с учетом требований пожарной безопасности согласно п. 2.6 РД 08-435-02.

Предприятия (объекты) нефтяной промышленности обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с требованиями Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», СП 9.13130.2009, ГОСТ Р 51057-2001, Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении противопожарного режима в Российской Федерации».

Администрация предприятия обязана разработать план ликвидации аварий, пожаров и поведения персонала при аварийных ситуациях.

В случае возникновения пожара (аварии) следует немедленно вызвать пожарную команду (аварийную бригаду), одновременно приступив к ликвидации пожара (аварии) имеющимися в наличии силами и средствами.

Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, находятся в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий или специализированных служб. Дислокация складов обеспечивает оперативную доставку необходимых средств на проектируемые объекты.

Сдача очередной скважины буровым подрядчиком и приемка ее заказчиком производится после предварительных исследований качества выполнения работ и оформляется актом, подписанным обеими сторонами. Состояние передаваемой скважины (эксплуатационная колонна испытана на герметичность; эксплуатационная колонна перфорирована и спущено внутрискважинное оборудование; скважина закончена «под ключ» и т.п.) устанавливается договором подряда.

Ввод скважины в эксплуатацию производится заказчиком в установленном порядке.

Изм. № подл.	100797
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	0050-24		21.02.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ

## 11 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Весь производственный процесс на проектируемых объектах автоматизирован. Оснащение технологических объектов датчиками, измерительными преобразователями, исполнительными механизмами и другой аппаратурой предусматривается в объёме, позволяющие осуществить основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами. Более подробная информация приведена в томе 6.2.

Ивл. № подл.	100797	Подп. и дата		Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24
<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>					Лист
					68

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

На проектируемом объекте основными взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, является нефть, попутный нефтяной газ, химические реагенты – ингибиторы парафино- и солеотложения.

При эксплуатации проектируемого объекта происходят выделения загрязняющих веществ в атмосферу от:

- измерительной установки через дефлектор;
- блока дозирования реагентов через дефлектор;
- дренажной ёмкости через воздушник;
- фланцевых соединений обвязки скважин.

Перечень и количество веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух на период эксплуатации проектируемого объекта, представлен в томе 8.1.1.

Расчёты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на период эксплуатации от проектируемого оборудования представлены в томе 8.1.2.

Ивл. № подл.	100797					01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ	Лист
	2	-	Зам.	0050-24	21.02.24		69
Ивл. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

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

Перечень мероприятий, направленных на сокращение вредных выбросов в атмосферу при эксплуатации проектируемого оборудования куста скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения, относятся:

- применение оборудования во взрывозащищенном исполнении;
- предусматривается герметизированная схема транспорта нефти, газа и конденсата на всем продвижении продукции;

С целью предотвращения и уменьшения загрязнения атмосферного воздуха проектной документацией предусматриваются технические решения, позволяющие свести до минимума вредное воздействие на атмосферный воздух:

- применение на нефтегазосборных трубопроводах запорной арматуры класса герметичности «А», на технологические параметры трубопроводов (рабочее давление, принятое по заданию заказчика и в соответствии с выполненными гидравлическими расчетами, диаметр) и в соответствии с перекачиваемой средой;
- оснащение производственных блоков системами вытяжной вентиляции для исключения содержания взрывоопасных и вредных паров и газов в помещениях;
- на площадках, где при образовании взрывоопасных смесей, предусматривается контроль и сигнализация максимально допустимого уровня загазованности.

Более подробная информация приведена в томе 8.1.1.

Ив. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										70
				2	-	Зам.	0050-24		21.02.24	<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

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

Эксплуатацию объектов осуществляет ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Наружное освещение подстанции осуществляется прожекторами, установленными на прожекторных мачтах, а так же осветительными установками, поставляемыми заводом-изготовителем комплектно с подстанций.

Электрооборудование блочно-комплектных устройств соответствует среде, в которой оно эксплуатируется и поставляется комплектно. В данных блоках предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Электроосвещение обеспечивается светильниками с энергосберегающими лампами. Данные светильники являются светодиодными лампами, срок службы которых составляет > 80000 ч. Отходы от использования данных светильников не учитываются.

Расчет и обоснование объемов (количества) образования отходов на период эксплуатации представлены в томе 8.1.2.

Подробную информацию о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, приведены в томе 8.1.1.

Ивв. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										71
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

**15 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов**

В технологической части проекта данный раздел не разрабатывается, в связи с отсутствием в задании на проектирование требования о предоставлении перечня мероприятий по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов.

Ивл. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. ивл. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					



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

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

Технологические процессы на проектируемых объектах проводятся в соответствии с утвержденной в установленном порядке нормативно-технической и эксплуатационной документацией. Оборудование соответствует конструкторской документации.

При эксплуатации производственного объекта эксплуатирующая организация разрабатывает технологический регламент, который является основным технологическим документом, определяющим технологию ведения процесса, режимы производства, показатели качества продукции, безопасные условия работы объекта, нормальную эксплуатацию оборудования и экономичное ведение процесса.

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата		Взам. инв. №		<b>01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ</b>				Лист
2	-	Зам.	0050-24	21.02.24						74
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

## 18 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности"

Проектируемые объекты не относятся к объектам транспортной инфраструктуры, в связи с чем раздел не разрабатывается.

Ивл. № подл.	100797					01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ	Лист
	2	-	Зам.	0050-24	21.02.24		75
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.		Дата
Ивл. № подл.							
Подп. и дата							
Взам. ивл. №							

## 19 Сокращения

АСПО	Асфальто-смоло-парафиновые отложения
АСУ	Автоматизированная система управления
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологических процессов
БА	Блок аппаратурный
БИОИ	Блок измерений и обработки информации
БКУ	Блочно-комплектное устройство
БКНС	Блочно-кустовая насосная станция
БТ	Блок технологический
ДНС	Дожимная насосная станция
ЕД	Емкость дренажная
КПП	Контрольно-пропускной пункт
КРС	Капитальный ремонт скважин
НКТ	Насосно-компрессорные трубы
ОПО	Опасный производственный объект
ПДК	Предельно-допустимая концентрация
ППД	Поддержание пластового давления
ППУА	Передвижная парогенераторная установка
ПРС	Подземный ремонт скважин
ПСМ	Переключатель скважин многоходовой
СКУД	Система контроля и управления доступом
СрВД	Средства визуального досмотра
ТМ	Телемеханика
ТПП	Территориальное производственное предприятие
УЗА	Устройство для заземления спецавтотранспорта
ИУ	Измерительная установка
ЦДНГ	Цех добычи нефти и газа

Ивл. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. ивл. №							Лист
										76
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

## 20 Ссылочные нормативные документы

- 1 ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;
- 2 ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
- 3 ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- 4 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- 5 Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- 6 Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- 7 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 21.12.2021 № 444 «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- 8 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- 9 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 536 «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- 10 Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- 11 Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении противопожарного режима в Российской Федерации»;
- 12 Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»;
- 13 ВНТП 01/87/04-84 «Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением»;
- 14 ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- 15 ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
- 16 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;

Изм. № подл.	100797	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ	Лист
									77
Изм.		2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		
Подп. и дата									
Взам. инв. №									

- 17 ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки»;
- 18 ГОСТ 30852.10-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i»;
- 19 ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные
- 20 ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
- 21 ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;
- 22 ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»;
- 23 ГОСТ 21880-2022 «Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные. Технические условия»;
- 24 ГОСТ 19904-90 «Прокат листовой холоднокатаный. Сортамент»;
- 25 ГОСТ 14918-2020 «Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия»;
- 26 ГОСТ 13726-97 «Ленты из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия»;
- 27 ГОСТ 10621-80 «Винты самонарезающие с полукруглой головкой для металла и пластмассы. Конструкция и размеры»;
- 28 ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент»;
- 29 ГОСТ 10705-80 «Трубы стальные электросварные»;
- 30 ГОСТ 503-81 «Лента холоднокатаная из низкоуглеродистой стали. Технические условия»;
- 31 ГОСТ 25129-2020 «Грунтовка ГФ-021. Технические условия»;
- 32 ГОСТ 9.602-2016 «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- 33 ГОСТ 5631-79 «Лак БТ-577 и краска БТ-177. Технические условия»;
- 34 ГОСТ 6465-76 «Эмали ПФ-115. Технические условия»;
- 35 ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- 36 ГОСТ 356-80 « Арматура и детали трубопроводов. Давления номинальные пробные и рабочие. Ряды.»;
- 37 ГОСТ 5631-79 «Лак БТ-577 и краска БТ-177. Технические условия»;
- 38 ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
- 39 ПУЭ 6, 7 издания «Правила устройства электроустановок»;

Изм. № подл.	100797	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ				
2	-	Зам.	0050-24		21.02.24					

40 РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»;

41 РД 03-615-03 Об утверждении «Порядка применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»;

42 РД 08-435-02 Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте»;

43 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

44 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;

45 СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования»;

46 СП 18.13330.2019 «СНиП II-89-80\* «Генеральные планы промышленных предприятий»;

47 СП 61.13330.2012 «СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;

48 СП 75.13330-2011 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

49 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

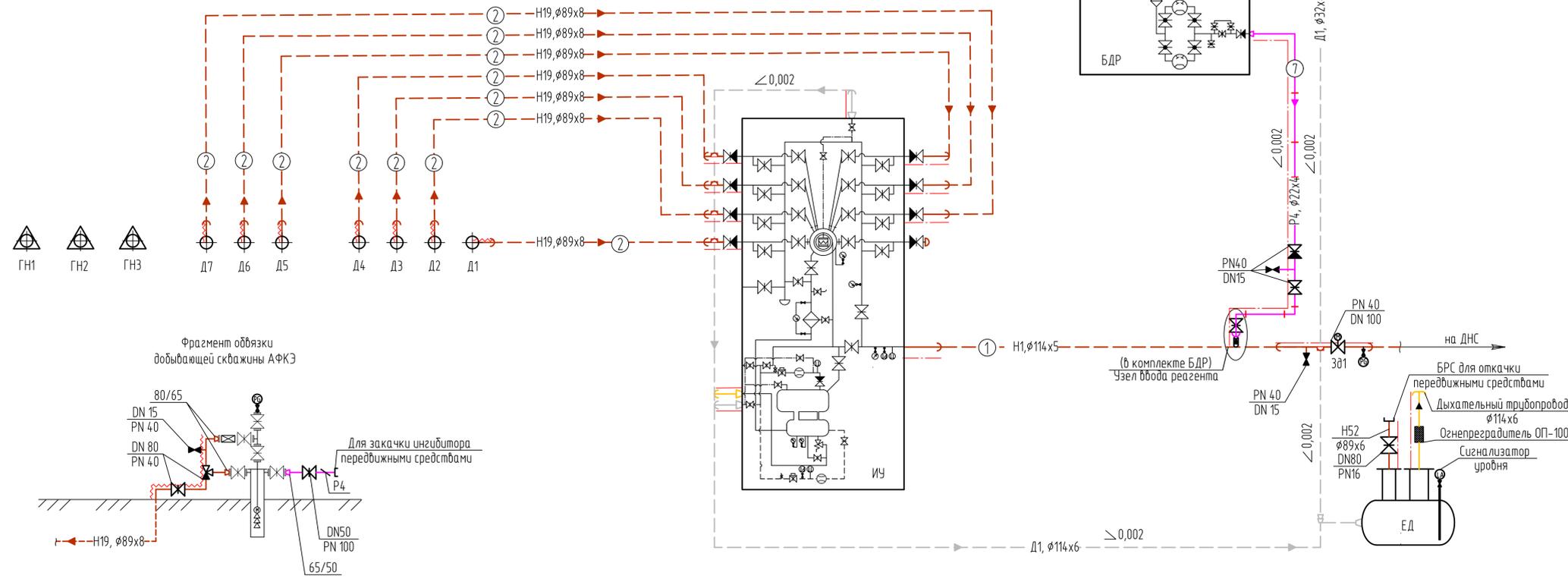
Ивл. № подл.	100797						01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ	Лист
	2	-	Зам.	0050-24		21.02.24		79
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
Ивл. № подл.								
Подп. и дата								
Взам. инв. №								

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
2	-	Все	-	-	80	0050-24		21.02.24

Иив. № подл. 100797	Подп. и дата		Взам. инв. №						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ		Лист
	2	-	Зам.	0050-24		21.02.24			80





Условные обозначения и изображения		Начало
Обозначение и изображение	Наименование	
	Сооружение проектируемое	
	Устье добывающей скважины	
	Устье газонагнетательной скважины	
	Трубопровод в теплоизоляции с электрообогревом	
	Трубопровод в теплоизоляции без электрообогрева	
	Трубопровод проектируемый надземный	
	Трубопровод проектируемый подземный	
	Изменение способа прокладки трубопровода	
	Пересечение трубопроводов без соединения	
	Направление потока	
	Трубопровод нефтегазосборный	
	Трубопровод выкидной	
	Трубопровод ингибитора парафино-солеотложений	
	Дренажный трубопровод с оборудования	
	Газопровод с предохранительных клапанов	
	Заглушка	
	Переход концентрический приварной (DN/DN)	
	Задвижка с электроприводом	
	Задвижка с ручным управлением	
	Клапан обратный	
	Клапан запорный	
	Арматура нормально-закрытая в рабочем состоянии	

Условные обозначения и изображения		Продолжение
Обозначение и изображение	Наименование	
	Кран шаровый с ручным управлением	
	Клапан регулирующий	
	Огнепреградитель	
	Головка соединительная напорная	
	Штуцер (дроссель)	
	Манометр показывающий	
	Датчик давления	
	Сигнализатор уровня	
	Датчик температуры	
	Устройство измерительное расхода	
	Переключатель скважин многоходовой	
	Насос-дозатор	
	Насос шестеренный	
	Ёмкость мерная	
	Фильтр	
	Блок клапанов предохранительных	
	Электроцентробежный погружной насос (ЭЦН)	

Экспликация оборудования и аппаратуры

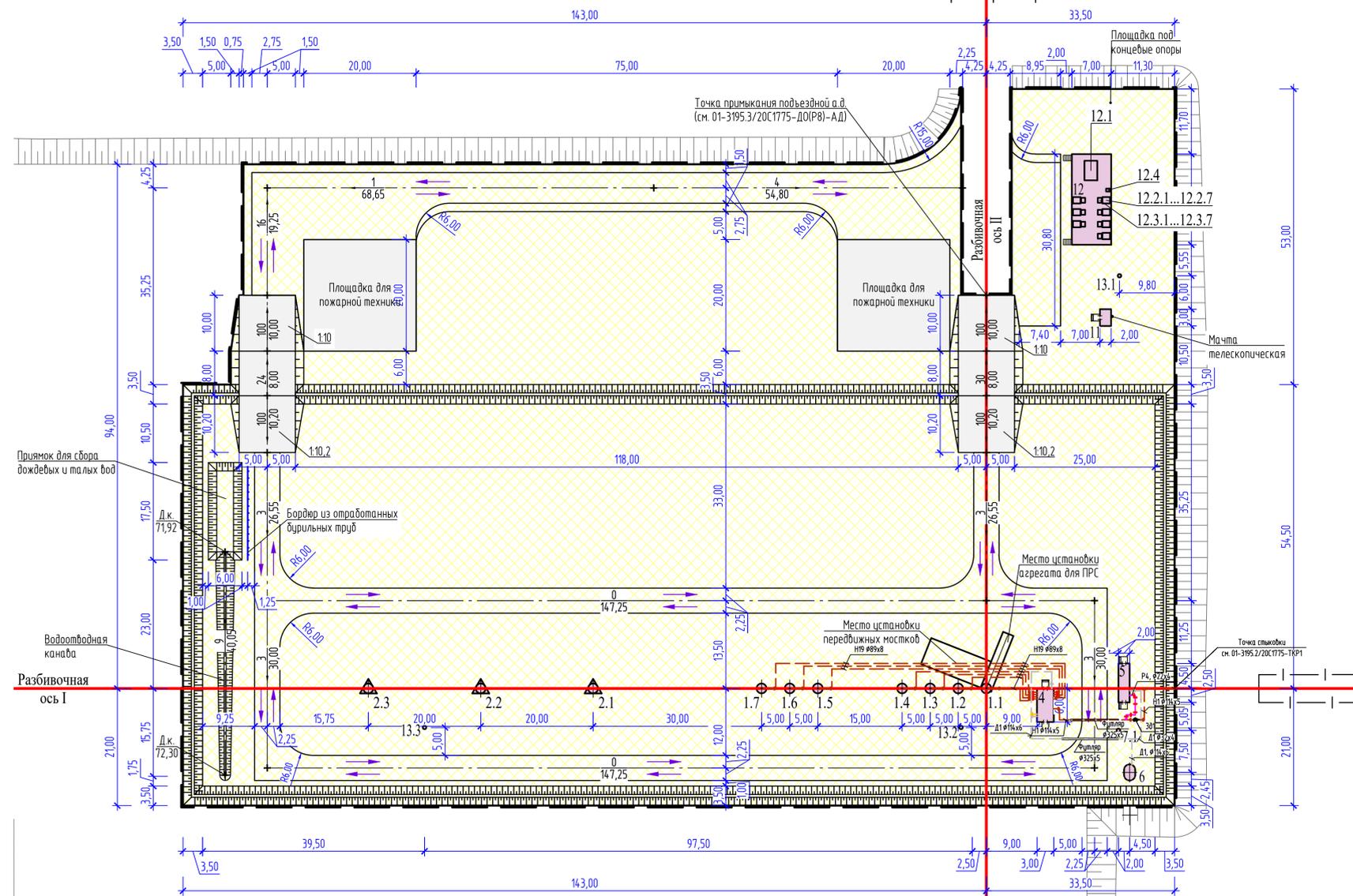
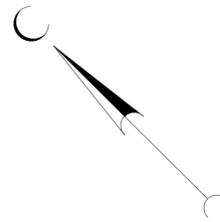
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Д1...Д7	Добывающая скважина	7		
ГН1...ГН3	Газонагнетательная скважина	3		
ИУ	Измерительная установка	1	Давление P <sub>расч.</sub> 4,0 МПа, Расход 400 т/сут.	Поставка по опросному листу
БДР	Блок дозирования реагентов	1	Давление P <sub>расч.</sub> 4,0 МПа, Расход Q=2,5 л/ч.	
ЕД	Ёмкость дренажная	1	V=8 м <sup>3</sup> , DN 2000	
ЕП 8-2000-1300-3			Давление P <sub>расч.</sub> 0,07 МПа	

1. Схема автоматизации объектов куста скважин см. чертежи марки 01-3195.1/20С1775-ТР2
2. Блоки замерных установок поставляются комплектно с приборами КИП и системой автоматики.
3. Фонтанная устьевая арматура не входит в комплект проектной документации.

Таблица материальных потоков

Наименование	Трубопровод нефтегазосборный	Трубопровод выкидной	Трубопровод ингибитора	
			парафино-отложений	солеотложений
Номер потока	1	2	7	
Название потока	Н1	Н19	Р4	
Расход, м <sup>3</sup> /сут.	150,8	19,3...23,2	-	
Расход, л/час	-	-	0,943	0,009
Температура, град. °С	+5...+60	+5...+60	+5...+20	
Рабочее давление, МПа	4,0	4,0	4,0	
Диаметр, мм	114x5	89x8	22x4	

				01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ1		
				Кусты №8, №11 Западно-Семибодского месторождения		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
2	-	Зам.	0950-24		2102.24	
Разраб.	Шетина				2102.24	
Проб.	Перфилова				2102.24	
				Куст скважин №8		Стация Лист
						п 2
Нач. отд.	Забокрацкая				2102.24	
Н. контр.	Кирсанова				2102.24	
ГИП	Демидова				2102.24	
				Схема технологическая		ООО «НИПИ «Нефтегазпрокт»



Экспликация зданий и сооружений

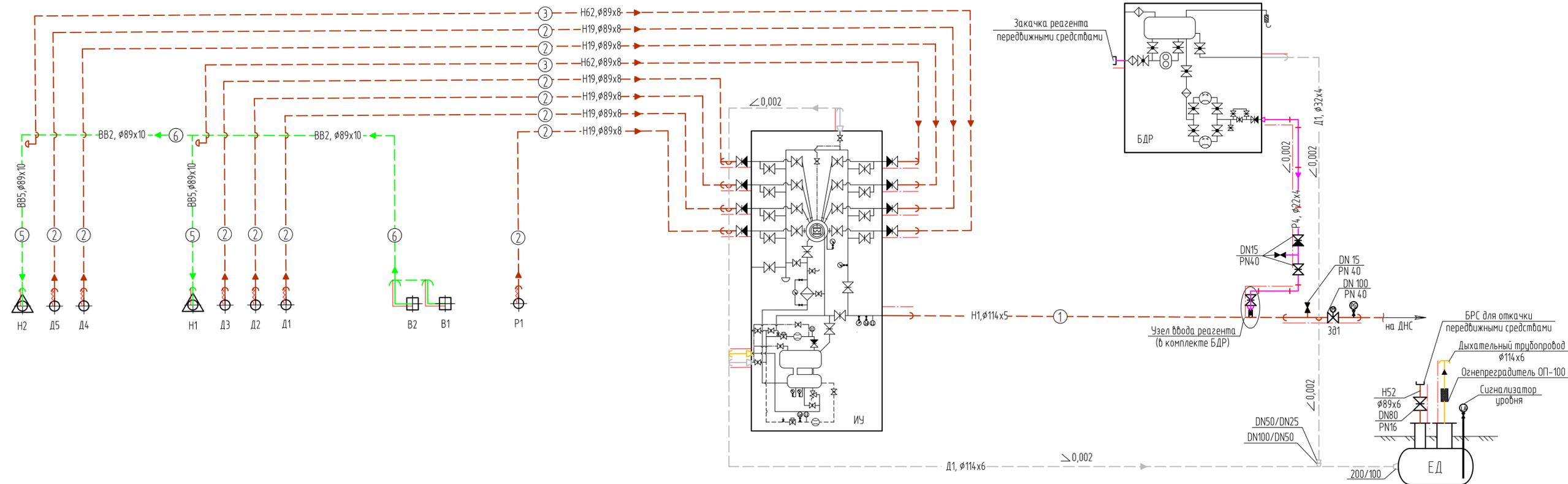
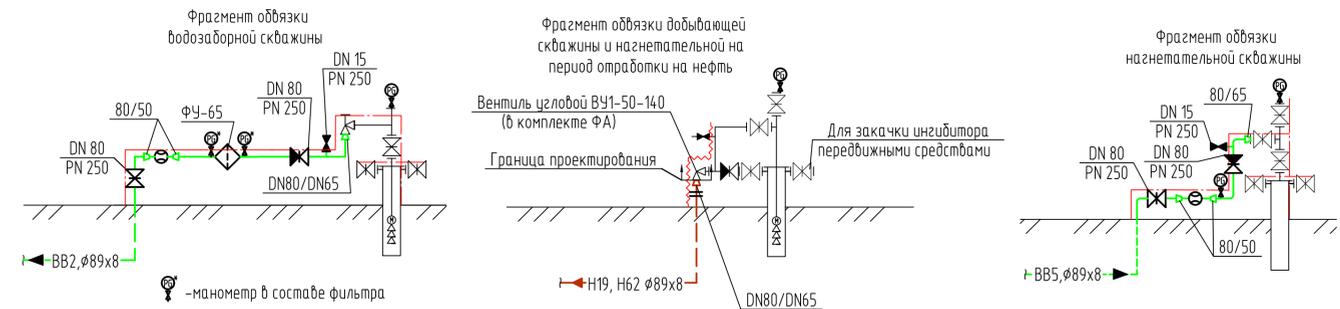
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
1 этап строительства		
11	Устье добывающей скважины	-
3,8,9,10	Номер не использован	-
4	Измерительная установка	-
6	Емкость дренажная, V=8 м³	-
7.1	Молниезащит	-
11	Блок аппаратурный	-
12	Площадка под электрооборудование	-
12.1	Комплектная трансформаторная подстанция	-
12.2.1	Станция управления	-
12.3.1	Трансформатор питания погружных насосов	-
12.4	Шкаф УКРМ	-
13.1,13.2	Опора освещения	-
2 этап строительства		
12	Устье добывающей скважины	-
12.2.2	Станция управления	-
12.3.2	Трансформатор питания погружных насосов	-
3 этап строительства		
13	Устье добывающей скважины	-
12.2.3	Станция управления	-
12.3.3	Трансформатор питания погружных насосов	-
4 этап строительства		
14	Устье добывающей скважины	-
12.2.4	Станция управления	-
12.3.4	Трансформатор питания погружных насосов	-
5 этап строительства		
15	Устье добывающей скважины	-
12.2.5	Станция управления	-
12.3.5	Трансформатор питания погружных насосов	-
6 этап строительства		
16	Устье добывающей скважины	-
12.2.6	Станция управления	-
12.3.6	Трансформатор питания погружных насосов	-
7 этап строительства		
17	Устье добывающей скважины	-
12.2.7	Станция управления	-
12.3.7	Трансформатор питания погружных насосов	-
8 этап строительства		
2.1	Устье нагнетательной скважины	-
9 этап строительства		
2.2	Устье нагнетательной скважины	-
10 этап строительства		
2.3	Устье нагнетательной скважины	-
13.3	Опора освещения	-
11 этап строительства		
5	Блок взирования реакентов	-

Условные обозначения и изображения	
Обозначение и изображение	Наименование
	Устье добывающей скважины
	Устье нагнетательной скважины
	Сооружение проектируемое
	Трубопровод проектируемый надземный
	Трубопровод проектируемый подземный
	Изменение способа прокладки трубопровода
	Трубопровод нефтегазосборный
	Трубопровод выкидной
	Ингибитор парафино-солеотложений надземный на опорах
	Дренажный трубопровод с оборудования
	Трубопровод подземный в кожухе
	Защелка с электроприводом

				01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ1		
				Кусты №8, №11 Западно-Семибодского месторождения		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разраб.	Щетинина				210324	
Проб.	Перфилова				210324	
				Куст скважин №8		Стация
						Лист
						Листов
				П		3
Нач. отд.	Забокрацкая				210324	
Н. контр.	Кирсанова				210324	
ГИП	Демидова				210324	
				План технологических трубопроводов (1:500)		
				ООО «НИПИ «Нефтегазпрокт»		

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	Изм.1 (Зам.)
2	Схема технологическая	Изм.1 (Зам.)
3	План технологических трубопроводов (1:500)	Изм.1 (Зам.)

Инв. № подл. 100797	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ2									
			Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения									
Инв. № подл. 100797	Подп. и дата	Взам. инв. №	1	-	Зам.	2315-23	18.12.23	Куст скважин №11	Стадия	Лист	Листов	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись					Дата
			Разраб.	Щетинина								18.12.23
			Пров.	Перфилова				18.12.23	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»			
			Нач. отд.	Забокрицкая				18.12.23				
			Н. контр.	Курсанова				18.12.23				
ГИП	Демидова				18.12.23							



Условные обозначения и изображения		Начало
Обозначение и изображение	Наименование	
	Сооружение проектируемое	
	Устье добывающей скважины	
	Устье нагнетательной скважины	
	Устье водозаборной скважины	
	Трубопровод в теплоизоляции с электрообогревом	
	Трубопровод в теплоизоляции без электрообогрева	
	Трубопровод проектируемый надземный	
	Трубопровод проектируемый подземный	
	Изменение способа прокладки трубопровода	
	Пересечение трубопроводов без соединения	
	Направление потока	
	Трубопровод нефтегазосборный	
	Трубопровод выкидной	
	Нефтепровод отработки нагнетательной скважины	
	Водовод от водозаборной скважины	
	Водовод до нагнетательной скважины	
	Трубопровод ингибитора парафино-солеотложений	
	Дренажный трубопровод с оборудованием	
	Газопровод с предохранительных клапанов	
	Заглушка	
	Переход концентрический приварной (DN/DN)	
	Задвижка с электроприводом	
	Задвижка с ручным управлением	
	Клапан обратный	
	Клапан обратный устьевой	
	Клапан запорный	
	Арматура нормально-закрытая в рабочем состоянии	

Условные обозначения и изображения		Продолжение
Обозначение и изображение	Наименование	
	Кран шаровый с ручным управлением	
	Клапан регулирующий	
	Огнепреградитель	
	Головка соединительная напорная	
	Штуцер (дроссель)	
	Манометр показывающий	
	Датчик давления	
	Сигнализатор уровня	
	Датчик температуры	
	Устройство измерительное расхода	
	Переключатель скважин многоквальной	
	Насос-дозатор	
	Насос шестеренный	
	Емкость мерная	
	Фильтр	
	Блок клапанов предохранительных	
	Электроцентробежный погружной насос (ЭЦН)	

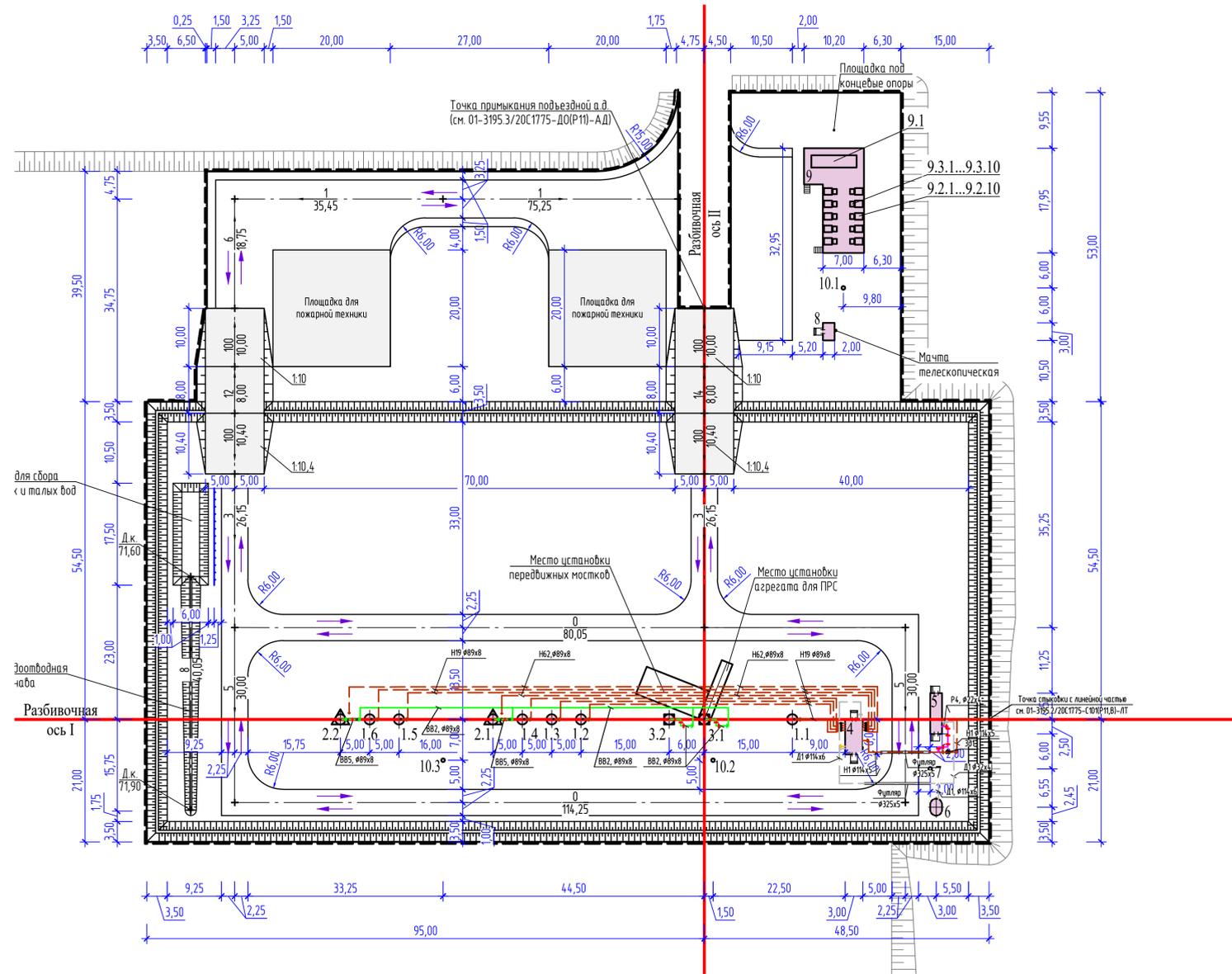
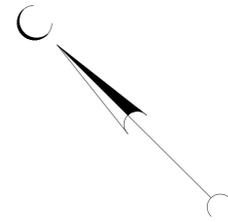
Экспликация оборудования и аппаратуры				
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Д1...Д5	Устье добывающей скважины	5		
Р1	Разведочная скважина	1		
Н1, Н2	Устье нагнетательной скважины	2	в т.ч. 2 с отработкой на нефть	
В1, В2	Водозаборная скважина	2	1 раб.+1 рез.	
ИУ	Измерительная установка	1	Давление $P_{расч}=4,0$ МПа; расход $Q=400$ м <sup>3</sup> /сут.	Заказ по опросному листу
БДР	Блок дозирования реагентов	1	Давление $P_{расч}=4,0$ МПа; расход $Q=2,5$ л/ч	
ЕД	Емкость дренажная	1	$V=8$ м <sup>3</sup> ; DN=2000; давление $P_{расч}=0,07$ МПа	
	ЕП 8-2000-1300-3			

Таблица материальных потоков

Наименование	Трубопровод нефтегазосборный	Трубопровод выкидной	Нефтепровод отработки нагнетательной скважины	Трубопровод ингибитора		Водовод до нагнетательной скважины	Водовод от водозаборной скважины
				парафино-отложений	солеотложений		
Номер потока	1	2	3	4		5	6
Название потока	Н1	Н19	Н62	Р4		ВВ5	ВВ2
Расход, м <sup>3</sup> /сут.	158,7	15,5...23,2	15,5	-		90,0	180,0
Расход, л/час	-	-	-	0,992	0,014	-	-
Температура, град. °С	+5...+60	+5...+60	+5...+60	+5...+20		+5...+40	+5...+40
Рабочее давление, МПа	4,0	4,0	4,0	4,0		21,0	21,0
Диаметр, мм	114x5	89x8	89x8	22x4		89x10	89x10

1. Схема автоматизации объектов куста скважин см. чертежи марки 01-3195.1/20С1775-ТР2
2. Блок измерительной установки поставляется комплектно с приборами КИП и системой автоматки.
3. Фонтанная устьевая арматура не входит в комплект проектной документации.

						01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ2		
						Кусты №8, №11 Западно-Семибодского месторождения		
1	-	Зам.	235-23		18.12.23	Куст скважин №11		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разраб.	Щетинина				18.12.23	Стадия	Лист	Листов
Проб.	Перфилова				18.12.23	П	2	
Нач. отд.	Забокрацкая				18.12.23	000 «НИПИ «Нефтегазпрокт»		
Н.контр.	Кирсанова				18.12.23			
ГИП	Демидова				18.12.23	Схема технологическая		



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
1 этап строительства		
1.1	Устье добывающей скважины	-
4	Измерительная установка	-
6	Емкость дренажная, V=8 м³	-
7	Молниеотвод	-
8	Блок аппаратурный	-
9	Площадка под электрооборудование	-
9.1	Комплектная трансформаторная подстанция	-
9.2.1	Станция управления	-
9.3.1	Трансформатор питания погружных насосов	-
10.1,10.2	Опора освещения	-
2 этап строительства		
3.1	Устье возображной скважины	-
9.2.2	Станция управления	-
9.3.2	Трансформатор питания погружных насосов	-
3 этап строительства		
3.2	Устье возображной скважины	-
9.2.3	Станция управления	-
9.3.3	Трансформатор питания погружных насосов	-
4 этап строительства		
1.2	Устье добывающей скважины	-
9.2.4	Станция управления	-
9.3.4	Трансформатор питания погружных насосов	-
5 этап строительства		
1.3	Устье добывающей скважины	-
9.2.5	Станция управления	-
9.3.5	Трансформатор питания погружных насосов	-
6 этап строительства		
1.4	Устье добывающей скважины	-
9.2.6	Станция управления	-
9.3.6	Трансформатор питания погружных насосов	-
7 этап строительства		
2.1	Устье нагнетательной скважины	-
9.2.7	Станция управления	-
9.3.7	Трансформатор питания погружных насосов	-
8 этап строительства		
1.5	Устье добывающей скважины	-
9.2.8	Станция управления	-
9.3.8	Трансформатор питания погружных насосов	-
10.3	Опора освещения	-

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
9 этап строительства		
1.6	Устье добывающей скважины	-
9.2.9	Станция управления	-
9.3.9	Трансформатор питания погружных насосов	-
10 этап строительства		
2.2	Устье нагнетательной скважины	-
9.2.10	Станция управления	-
9.3.10	Трансформатор питания погружных насосов	-
11 этап строительства		
5	Блок дозирования реагентов	-

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Сооружение проектируемое
	Устье добывающей скважины
	Устье нагнетательной скважины
	Устье возображной скважины
	Трубопровод проектируемый надземный
	Трубопровод проектируемый подземный
	Изменение способа прокладки трубопровода
	Трубопровод нефтегазосборный
	Трубопровод выкидной
	Трубопровод отработки нагнетательной скважины на нефть
	Индикатор парафино-сульфатных отложений надземный на опорах
	Дренажный трубопровод с оборудования
	Водовод от возображной скважины
	Водовод до нагнетательной скважины
	Трубопровод подземный в кожухе
	Задвижка с электроприводом

				01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ2		
				Кусты №8, №11 Западно-Семибодского месторождения		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Куст скважин №11
Разраб.	Щетинина				18.12.23	
Проб.	Перфилова				18.12.23	Стадия
						Лист
						3
				План технологических трубопроводов (1500)		
				ООО «НИПИ «Нефтегазпрокт»		