



ТРУБПОПРОВООБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
ПРОЕКТНЫЙ ЦЕНТР  
УФИМСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО НЕФТЯНОГО  
ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА  
«НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ»

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»  
ТПП «Повхнефтегаз»

«Кусты №19В, 213 Повховского лицензионного  
участка. Площадка»

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 6. Технологические решения**

**Часть 1. Технологические решения**

**ПХ-001-23-П-ТХР1**

**Том 6.1**



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

ПРОЕКТНЫЙ ЦЕНТР

УФИМСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО НЕФТЯНОГО  
ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА  
«НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ»

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»  
ТПП «Повхнефтегаз»

«Кусты №19В, 213 Повховского лицензионного  
участка. Площадка»

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Технологические решения

**ПХ-001-23-П-ТХР1**

**Том 6.1**

Технический директор

Главный инженер проекта







А.А. Калимуллин

А.Б.Галиев

2023





## СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
ПХ-001-23-П-ТХР1-С	Содержание тома 6.1	1
ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ	Текстовая часть	3
ПХ-001-23-П-ТХР1-ГЧ	Графическая часть	89
	Всего листов	93





Взам. Инв. №		Подпись и дата						ПХ-001-23-П-ТХР1-С					
Инв. № подл.		Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата	Содержание тома 6.1					
		Разраб.		Яшина			09.2023				Стадия	Лист	Листов
		Проверил		Реуцкая			09.2023				П		82
		Н.контр.		Сайтова			09.2023				ООО ПЦ УГНТУ «НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ»		
		ГИП		Галиев			09.2023						

## Содержание

1 Характеристика технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства.....	3
1.1 Исходные данные .....	3
2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд – для объектов производственного назначения .....	5
2.1 Электроснабжение.....	5
2.2 Водоснабжение .....	5
3 Описание источников поступления сырья и материалов .....	6
4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции.....	7
5 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования .....	11
5.1 Проектируемые сооружения .....	11
5.2 Описание технологической схемы .....	14
5.3 Обустройство устья скважины.....	17
5.4 Установка измерительная.....	18
5.5 Лубрикаторная площадка .....	20
5.6 Емкость подземная дренажная.....	20
5.7 Блок гребенок .....	21
5.8 Установка нагрева НКТ .....	22
5.9 Система ППД .....	23
5.10 Запорная арматура.....	24
5.11 Внутриплощадочные технологические трубопроводы .....	27
5.11.1 Расчет толщины стенки технологических трубопроводов.....	39
5.11.2 Расчет отбраковочной толщины стенок трубопроводов .....	41
5.11.3 Расчет срока службы трубопроводов .....	44
5.11.4 Монтаж и сварка технологических трубопроводов.....	46
5.11.5 Испытание смонтированных трубопроводов .....	48
5.11.6 Обогрев и изоляция технологических трубопроводов и арматуры.....	51
5.11.7 Защита от коррозии .....	51
5.11.8 Сдача-приемка смонтированных трубопроводов .....	52
5.11.9 Оознавательная окраска.....	53
6 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов .....	55
7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям.....	56
8 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала .....	60

ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ					
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата
Разраб.		Яшина			09.2023
Проверил		Реуцкая			09.2023
Н.контр.		Сайтова			09.2023
ГИП		Галиев			09.2023
Текстовая часть					
		Стадия	Лист	Листов	
		П		1	
ООО ПЦ УГНТУ «НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ»					

9	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий), и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях .....	63
9.1	Шум и вибрация на рабочих местах .....	65
9.2	Эксплуатация объектов электроснабжения .....	66
9.3	Освещение .....	68
9.4	Качество воздуха .....	69
9.5	Обеспечение специальной одеждой и другими средствами индивидуальной защиты .....	70
9.6	Средства индивидуальной защиты органов дыхания .....	72
9.7	Средства защиты органов слуха .....	72
9.8	Средства защиты органов зрения .....	72
9.9	Средства защиты от падения с высоты .....	73
9.10	Средства защиты от поражения электрическим током .....	73
9.11	Средства дерматологические защитные .....	73
9.12	Средства защиты от загрязнения .....	73
9.13	Компенсация ультрафиолетовой недостаточности .....	75
9.14	Канцерогенная опасность .....	75
10	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе .....	77
11	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники .....	78
12	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду .....	79
13	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов .....	80
14	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов .....	81
15	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности" .....	82
	Перечень принятых сокращений .....	84
	Ссылочные нормативные документы .....	85

						ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ					
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата	Текстовая часть					
Разраб.	Яшина				09.2023				Стадия	Лист	Листов
Проверил	Реуцкая				09.2023				П		1
Н.контр.	Сайтова				09.2023				ООО ПЦ УГНТУ «НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ»		
ГИП	Галиев				09.2023						

# **1 Характеристика технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства**

## **1.1 Исходные данные**

Основанием для разработки проектной документации по объекту обустройства «Кусты №19В, 213 Повховского лицензионного участка. Площадка» являются:

- Задание на проектирование «Кусты №19В, 213 Повховского лицензионного участка. Площадка», утвержденное Первым заместителем генерального директора – главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» А.Н. Корниенко 27.12.2022 г.;

- Технические условия на проектирование обустройства кустовой площадки №19В Повховского месторождения, утвержденные первым заместителем генерального директора – главным инженером ТПП «Повхнефтегаз» А.Н. Корниенко 27.06.2022 г.;

- Технические условия на проектирование обустройства кустовой площадки №213 Повховского месторождения, утвержденные первым заместителем генерального директора – главным инженером ТПП «Повхнефтегаз» А.Н. Корниенко 14.06.2022 г.;

- Технические условия №31-23-306Пх от 01.07.2022 г. на проектирование объекта капитального строительства: «Куст №213 Повховского лицензионного участка. Площадка», утвержденные первым заместителем генерального директора – главным инженером ТПП «Повхнефтегаз» А.Н. Корниенко от 30.06.2022 г.;

- Технические условия №31-23-326Пх от 13.07.2022 г. на проектирование объекта капитального строительства: «Куст №19В Повховского лицензионного участка», утвержденные первым заместителем генерального директора – главным инженером ТПП «Повхнефтегаз» А.Н. Корниенко 13.07.2022 г.

Исходные данные и условия для подготовки проектной документации предоставлены в томе 1 «Раздел 1. Пояснительная записка».

В административном отношении месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа. Производственную деятельность на месторождении ведет ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

В соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые объекты не подлежат обязательному декларированию, так как количество опасных веществ (нефть, попутный газ), обращающихся в технологическом процессе, не превышает предельное, установленное Приложением 2 ФЗ от 21.07.1997г № 116-ФЗ.

Вид строительства – новое строительство.

Режим работы непрерывный, круглогодичный, круглосуточный 365 дней в году.

В данном разделе проектной документации рассматриваются технологические решения по обустройству кустов скважин №19В, 213 Повховского лицензионного участка.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ

Лист

3

Таблица 1.1 – Этапы строительства Повховского лицензионного участка

Наименование объекта	№ этапа	Состав этапа
Куст №213	1.1	Основание кустовой площадки №213
	1.2	Обустройство скважин №№1.2.1, 1.2.2, 1.1.1, 1.1.2 Внутриплощадочные инженерные коммуникации и сооружения при обустройстве 1-ой группы скважин
	1.3	Обустройство скважин №№1.1.3, 1.1.4, 1.2.3, 1.2.4 Внутриплощадочные инженерные коммуникации и сооружения при обустройстве 2-ой группы скважин
	1.4	Обустройство скважин №№1.1.5, 1.2.5, 1.2.6, 1.1.6 Внутриплощадочные инженерные коммуникации и сооружения при обустройстве 3-ой группы скважин
	1.5	Обустройство скважин №№1.1.7, 1.2.7, 1.1.8, 1.1.9 Внутриплощадочные инженерные коммуникации и сооружения при обустройстве 4-ой группы скважин
	1.6	Обустройство скважин №№1.1.10, 1.2.8, 1.1.11, 1.2.9 Внутриплощадочные инженерные коммуникации и сооружения при обустройстве 5-ой группы скважин
	1.7	Обустройство скважин №№1.1.12, 1.2.10, 1.1.13, 1.2.11 Внутриплощадочные инженерные коммуникации и сооружения при обустройстве 6-ой группы скважин
Куст №19В	2.1	Основание кустовой площадки №19В
	2.2	Обустройство скважин №№1.2.1, 1.1.1, 1.2.2, 1.1.2 Внутриплощадочные инженерные коммуникации и сооружения при обустройстве 1-ой группы скважин
	2.3	Обустройство скважин №№1.1.3, 1.1.4, 1.2.3, 1.2.4 Внутриплощадочные инженерные коммуникации и сооружения при обустройстве 2-ой группы скважин
	2.4	Обустройство скважин №№1.1.5, 1.1.6, 1.1.7, 1.2.5 Внутриплощадочные инженерные коммуникации и сооружения при обустройстве 3-ой группы скважин
	2.5	Обустройство скважин №№1.2.6, 1.1.8, 1.2.7, 1.1.9 Внутриплощадочные инженерные коммуникации и сооружения при обустройстве 4-ой группы скважин
	2.6	Обустройство скважин №№1.2.8, 1.1.10, 1.1.11, 1.1.12 Внутриплощадочные инженерные коммуникации и сооружения при обустройстве 5-ой группы скважин
	2.7	Обустройство скважин №№1.2.9, 1.1.13, 1.2.10, 1.2.11 Внутриплощадочные инженерные коммуникации и сооружения при обустройстве 6-ой группы скважин

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ

Лист

4

## **2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд – для объектов производственного назначения**

Основные виды ресурсов для технологических нужд обосновываются принятой технологической схемой и хозяйственно-бытовыми нуждами, и состоят из:

- азота технического (на продувку оборудования и трубопроводов);
- пара технического (на пропарку оборудования и трубопроводов);
- реагент (защита нефтегазосборного трубопровода);
- воды для технологических нужд (на промывку и гидроиспытания);
- энергетических ресурсов.

### **2.1 Электроснабжение**

Проектируемыми потребителями электроэнергии на площадке куста скважин являются:

- электродвигатели погружных насосов добывающих скважин;
- электроприемники установки измерительной;
- электроприемники блока дозирования реагента;
- электроприемники блока автоматики;
- наружное электроосвещение;
- напряжение 6000/380/220 В. Частота 50 Гц.

Сведения о потребности проектируемых объектов в электроэнергии, описание схемы электроснабжения приведены в томе 5.1 подраздел 1 «Система электроснабжения».

### **2.2 Водоснабжение**

На площадке производственных объектов предусматривается наружное противопожарное водоснабжение (статья 99 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).

Хозяйственно-питьевое водоснабжение на территории куста скважин отсутствует.

Годовая потребность в воде на проведение гидравлических испытаний и промывки трубопроводов и оборудования для кустовых площадок составляет 24,4 м<sup>3</sup>.

Водяной пар для пропарки технологических трубопроводов перед ремонтом подается от парогенераторной передвижной установки. Годовая потребность в паре техническом определяется условиями эксплуатации оборудования и трубопроводов и производительностью парогенераторной установки.

Водоснабжение на хозяйственно-питьевые нужды персонала осуществляется привозной водой.

Производственные стоки могут быть вывезены специальной техникой на очистные сооружения месторождения.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата



### 3 Описание источников поступления сырья и материалов

Проектом предусматривается обустройство кустов скважин №19В, 213 Повховского месторождения.

Сырьем и продукцией проектируемых скважин является сырая нефть (с содержанием пластовой воды, попутного нефтяного газа), поступающая от добывающих скважин.

Источником пара для кустов скважин №19В, 213 является передвижная парогенераторная установка.

Источник воды для очистки полости и гидравлических испытаний трубопроводов согласовывается с цехом ППД.

Основными источниками электроснабжения для электроприемников кустовых площадок 19В и 213 приняты ЗРУ-6кВ «КНС-1» и ПС 35/6кВ №41 соответственно.

Главным источником электроснабжения является ПС-110/35/6кВ «КНС-1» и ГТЭС-48П.

Водоснабжение на хозяйственно-питьевые нужды персонала осуществляется привозной водой.

Поступление реагента на место эксплуатации проектируемых объектов осуществляется по заявкам Заказчика специальным транспортным средством (автоцистерна) от специализированных предприятий поставщиков.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

#### 4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Дебиты нефти, жидкости кустов скважин №19В, 213 Повховского месторождения приняты в соответствии с заданием на проектирование представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные технико-экономические показатели объектов куста скважин №19В, 213

Наименование показателя	Ед. изм.	Куст №19В	Куст №213
Количество скважин на кусту с учетом резервного фонда, всего в т.ч:	шт.	24	24
- добывающих,		13	14
-нагнетательные		11	10
Максимальное давление трубопроводов выкидных и нефтегазосборных	МПа	4,0	4,0
Температура добываемой жидкости	°С	40,0	40
Дебит закачки	м <sup>3</sup> /сут	630	137
Дебит нефти	т/сут	208	51
Дебит жидкости	м <sup>3</sup> /сут	602	119
Газовый фактор	м <sup>3</sup> /т	108	78
Обводненность средняя	%	65	57

Физико-химические свойства добываемой нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды приведены в таблицах 4.2 – 4.4.

Таблица 4.2 – Свойства пластовой нефти, газа и пластовой воды

Параметры	Единица измерения	Значение параметра
Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	848,6
Вязкость дегазированной нефти при 20° С	мм <sup>2</sup> /с	8,65
при 50° С		4,23
Массовое содержание,	%	0,66
- серы		

- смол силикагелевых		6,81
-асфальтенов		2,16
- парафинов		2,36
Температура начала кипения	°С	56,0
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих):		
- до 100	%	6,3
- до 150		18,3
- до 200		29,7
- до 250		41,5
- до 300		52,9
Плотность газа	кг/м <sup>3</sup>	1,233
Плотность газа относительно воздуха	доли ед.	1,024
Плотность пластовой воды	кг/м <sup>3</sup>	1015
Общая минерализация	г/дм <sup>3</sup>	18,77
Водородный показатель	рН	7,08
Химический состав воды (по В.А.Сулину)	Хлоркальциевый	

Таблица 4.3 – Компонентный состав нефти и растворенного газа

Наименование параметров, компонентов	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях	
	выделившийся газ	нефть
1. Молярная концентрация компонентов, %:		
- сероводород	-	
- двуокись углерода	0,37	0,001
- азот+редкие газы (в т.ч. гелий)	1,28	-
- метан	59,29	0,07
- этан	7,84	0,21
- пропан	14,96	1,51
- изобутан	3,14	0,82
- нормальный бутан	7,29	3,39



Вещество	Степень опасности и характер воздействия вещества на организм человека и окружающую среду
	наркотическими свойствами. Действие на организм ослабляется малой растворимостью в воде и крови, вследствие чего опасные концентрации в крови создаются при высокой концентрации углеводородов в воздухе. Присутствие одновременно с ними сероводорода, а также повышенная температура окружающего воздуха усиливает токсичный эффект. При легких отравлениях после начального возбуждения начинается головная боль, слабость, боли в области сердца. При тяжелых отравлениях наступает потеря сознания, судороги, желтушная окраска белковой оболочки глаз, ослабление дыхания. Попадание нефти на кожу может вызвать ее воспаление, а при длительном контакте – дерматиты.
Попутный нефтяной газ	Согласно ГОСТ 12.1.007-76 относится к 4 классу опасности. Газ в растворенном состоянии и свободной фазе. Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> поступают в организм человека главным образом через дыхательные пути. При отравлении нефтяным газом вначале наблюдается период возбуждения, характеризующийся беспричинной веселостью, затем наступает головная боль, сонливость, головокружение, тошнота. При тяжелых отравлениях наступает потеря сознания, судороги, ослабление дыхания, появляется желтушная окраска белковой оболочки глаза.
Реагент	Оказывает выраженное раздражающее действие на кожный покров и слизистую оболочку глаз.



- строительство трубопровода реагента от передвижного БДР в нефтегазосборный трубопровод;
- строительство дренажных трубопроводов от проектируемого оборудования до проектируемых емкостей подземных дренажных ДЕ-1, ДЕ-2;
- строительство высоконапорных водоводов;
- лубрикаторные площадки;
- площадка под силовое электрооборудование;
- опоры освещения;
- прожекторные мачты;
- молниеотводы;
- блоки автоматики.

Блок дозирования реагента (БДР) оборудование Заказчика, не входит в состав проектируемого оборудования и проектом не рассматривается.

При выполнении проекта «Кусты скважин №19В, 213 Повховского лицензионного участка. Площадка» в соответствии с ПУЭ (ГОСТ 31610.10-2022) и по Федеральному закону от 01.07.2022 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» определены классы взрывоопасных зон и их размеры на сооружениях системы сбора и транспорта продукции скважин кустов №19В, 213.

Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности для технологических сооружений указаны в таблице 7.1.

К источникам утечек, возникающих при нормальной работе проектируемого объекта, относятся утечки от неплотностей технологического оборудования и запорной арматуры.

Размеры взрывоопасных зон определены в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» составляют:

Зона 0 – открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважин, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы (свечи дыхания емкостей);

Зона 0 – пространство внутри открытых и закрытых технических устройств и емкостей, содержащих нефть, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества;

Зона 1 – закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, контролирующих, отключающих устройств, содержащие нефть и горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования (УИ);

Зона 1 – открытые пространства: радиусом 1,5 м от зоны 0 по п.1; вокруг любых отверстий (двери, окна и прочее) из помещений зоны 1 по п.3, ограниченные расстояниями 3 м во все стороны; вокруг отверстий вытяжной вентиляции из зоны 1 по п.3, ограниченные радиусом 3 м; вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны;

Зона 2 – открытые пространства вокруг закрытых и открытых технических устройств, оборудования в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности 5 м;

Зона 2 – полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура, в пределах ограждения;

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Зона 2 – открытые пространства вокруг окончания отводов газов из закрытых технических устройств, емкостей, аппаратов в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности 5 м.

Срок службы проектируемого оборудования и технических устройств составляет не менее 20 лет.

Для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных установках предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу зоны, группе и категории взрывоопасной смеси, согласно ПУЭ и ГОСТ 31610.20-1-2020, ГОСТ 31610.10-2022.

Применяемое оборудование должно соответствовать требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования».

Характеристика проектируемого нефтегазосборного трубопровода, расчет на прочность и устойчивость, способ прокладки, величина давления испытания на прочность и герметичность, процент контроля сварных соединений физическими методами приведены в проектной документации ПХ-002-23 «Кусты №19В, 213 Повховского лицензионного участка. Инженерные коммуникации».

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата



## 5.2 Описание технологической схемы

На кустовой площадке №19В, 213 проектом предусматривается следующее нефтегазовое оборудование:

- устье добывающей скважины;
- устье нагнетательной скважины;
- установка измерительная УИ-1 на 14 подключений (№19В);
- установка измерительная УИ-2 на 8 подключений (№19В);
- установка измерительная УИ-1 на 8 подключений (№213);
- установка измерительная УИ-2 на 14 подключений (№213);
- передвижной блок дозирования реагента БДР;
- блок гребенок БГ-1 на 8 подключений (№19В);
- блок гребенок БГ-2 на 4 подключения (№19В);
- блок гребенок БГ-1 на 4 подключений (№213);
- блок гребенок БГ-2 на 6 подключений (№213);
- емкость подземная дренажная ДЕ-1, V – 8 м<sup>3</sup> (№19В);
- емкость подземная дренажная ДЕ-2, V – 8 м<sup>3</sup> (№19В);
- емкость подземная дренажная ДЕ-1, V – 8 м<sup>3</sup> (№213);
- емкость подземная дренажная ДЕ-2, V – 8 м<sup>3</sup> (№213).

Технологическая схема сбора и транспорта нефти принята на основании задания на проектирование и обеспечивает выполнение основных требований:

- герметичность процесса;
- однотрубный транспорт нефтегазовой смеси.

В соответствии с пунктом 7.1.10 СП 231.1311500.2015, предусмотрен уклон площадки куста скважин к обвалованию кустовой площадки, расположенному в противоположной стороне от въездов.

На проектируемых добывающих скважинах способ эксплуатации принят механизированным способом с помощью погружных электроцентробежных насосных установок УЭЦН.

Рабочее давление на устье скважин после штуцера принято до 4,0 МПа. На каждой добывающей скважине в составе устьевого арматуры предусмотрен обратный клапан и отключающая запорная арматура с ручным управлением для возможности отключения скважины. Обвязка устьевого арматуры оборудована приборами местного измерения давления.

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

### Куст №19В

Нефтегазовая эмульсия со скважин №№ 1.1.1, 1.1.2, 1.1.3, 1.1.4, 1.2.3, 1.2.4, 1.1.5, 1.1.6, 1.1.7, 1.2.5, 1.1.8, 1.2.7, 1.1.9 поступает по выкидным трубопроводам на установку измерительную УИ 1-ой позиции на 14 подключений, где происходит замер количества нефти и газа, далее продукция скважин по проектируемому нефтегазосборному коллектору подается в систему нефтегазосбора. Нефтегазовая эмульсия со скважин №№ 1.1.10, 1.1.11, 1.1.12, 1.2.9, 1.1.13, 1.2.11 поступает по выкидным трубопроводам на УИ 2-й позиции на 8 подключений, где

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ

Лист

14

происходит замер количества нефти, далее продукция скважин, объединившись с продукцией 1-ой позиции подается в систему нефтегазосбора.

Устья добывающих скважин №№ 1.1.1, 1.1.2, 1.1.3, 1.1.4, 1.2.3, 1.2.4, 1.1.5, 1.1.6, 1.1.7, 1.2.5, 1.1.8, 1.2.7, 1.1.9, 1.1.10, 1.1.11, 1.1.12, 1.2.9, 1.1.13, 1.2.11 оборудованы стандартной арматурой АУЭЦН.

Скважины №№1.2.3, 1.2.4, 1.2.5, 1.2.7, 1.2.9, 1.2.11 отрабатываются первоначально на нефть, затем переводятся под нагнетание и оборудуются стандартной арматурой АНК 65х21.

Скважины №№1.2.1, 1.2.2, 1.2.6, 1.2.8, 1.2.10 работают под нагнетание и оборудуются стандартной арматурой АНК 65х21.

На кусте №19В скважины оборудованы установками ЭЦН.

Для защиты нефтегазосборного трубопровода от коррозии, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на выходе с куста скважин предусматривается подача ингибитора коррозии в нефтегазосборный трубопровод от передвижного блока дозирования реагента (БДР).

Для поддержания пластового давления и темпов добычи нефти на кустах скважин №19В, 213 предусматривается закачка подготовленной на УПСВ пластовой воды насосами БКНС Повховского месторождения в продуктивные пласты через нагнетательные скважины.

После отработки на нефть нагнетательные скважины №№ 1.2.3, 1.2.4, 1.2.5, 1.2.7, 1.2.9, 1.2.11 переоборудуются под закачку воды. Для перевода на нагнетание трубопровод подключается к проектируемым блокам гребенок БГ-1, БГ-2.

### **Куст №213**

Нефтегазовая эмульсия со скважин №№ 1.2.2, 1.1.1., 1.1.2, 1.1.3, 1.1.4, 1.2.3, 1.2.4 поступает по выкидным трубопроводам на установку измерительную УИ 1-ой позиции на 8 подключений, где происходит замер количества нефти и газа, далее продукция скважин по проектируемому нефтегазосборному коллектору подается в систему нефтегазосбора. Нефтегазовая эмульсия со скважин №№ 1.1.5, 1.2.6., 1.1.6, 1.1.7, 1.1.8, 1.1.9, 1.1.10, 1.2.8, 1.1.11, 1.1.12, 1.2.10, 1.1.13, 1.1.14 поступает по выкидным трубопроводам на УИ 2-й позиции на 14 подключений, где происходит замер количества нефти, далее продукция скважин, объединившись с продукцией 1-ой позиции подается в систему нефтегазосбора.

Устья добывающих скважин №№ 1.2.2, 1.1.1., 1.1.2, 1.1.3, 1.1.4, 1.2.3, 1.2.4, 1.1.5, 1.2.6., 1.1.6, 1.1.7, 1.1.8, 1.1.9, 1.1.10, 1.2.8, 1.1.11, 1.1.12, 1.2.10, 1.1.13, 1.1.14 оборудованы стандартной арматурой АУЭЦН.

Скважины №№ 1.2.2, 1.2.3, 1.2.4, 1.2.6, 1.2.8, 1.2.10 отрабатываются первоначально на нефть, затем переводятся под нагнетание и оборудуются стандартной арматурой АНК 65х21.

Скважины №№1.2.1, 1.2.5, 1.2.7, 1.2.9 работают под нагнетание и оборудуются стандартной арматурой АНК 65х21.

На кусте №213 скважины оборудованы установками ЭЦН.

После отработки на нефть нагнетательные скважины №№1.2.2, 1.2.3, 1.2.4, 1.2.6, 1.2.8, 1.2.10 переоборудуются под закачку воды. Для перевода на нагнетание трубопровод подключается к проектируемым блокам гребенок БГ-1, БГ-2.

Обратные клапана на устьевой арматуре добывающих скважин оборудованы индукционными нагревателями или греющими кабелями с подключением электроэнергии с теплоизоляцией.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Для защиты нефтегазосборного трубопровода от коррозии, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на выходе с куста скважин предусматривается подача ингибитора коррозии в нефтегазосборный трубопровод от передвижного блока дозирования реагента (БДР).

Сброс жидкости при опорожнении оборудования осуществляется в емкости подземные дренажные ДЕ-1, ДЕ-2 кустовой площадки. Опорожнение дренажной емкости, по мере заполнения, осуществляется самовсасывающим передвижным насосным агрегатом при помощи резиновых шлангов и вывозится для последующей утилизации. На емкости предусмотрен контроль уровня по месту.

Емкость подземная дренажная сообщается с атмосферой через дыхательную линию с огнепреградителем.

Согласно п.6.3.7 СП 231.1311500.2015 для отключения площадки скважины от общей нефтегазосборной сети месторождения на коллекторе выхода нефти предусмотрена запорная арматура с дистанционным и автоматическим управлением по сигналам систем противоаварийной защиты (ЭЗД1). При закрытии ЭЗД1 происходит автоматическое отключение всех скважинных насосных установок.

Согласно п.6.3.17 СП 231.1311500.2015 на УИ предусмотрена запорная арматура на нефтегазосборном трубопроводе для аварийного отключения блока.

Данные технологические решения представлены на технологической схеме кустовой площадки (см. графическую часть).

Выбор и размещение оборудования на площадке скважины принято с учетом требований промышленной безопасности, климатических условий района строительства и эксплуатационных характеристик оборудования, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта.

Все применяемые технические устройства сертифицированы на соответствие требованиям промышленной безопасности и требованиям нормативных документов по стандартизации организациями, аккредитованными Ростехнадзором, и имеют разрешения на применение на опасном производственном объекте.

Все технические устройства, оборудование, трубы, материалы и изделия соответствуют требованиям ст. 7 ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ, ст. 20 ФЗ от 27.12.2002 № 184, технических регламентов Таможенного союза ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2011.

Конструкция и способ размещения технологического оборудования с ЛВЖ (нефть) предотвращают растекание проливов при его разгерметизации за пределы куста скважин. Для защиты почвы от загрязнений в результате возможных утечек от устьев скважин и опорожнения устьевой арматуры при ремонте скважин проектом предусматриваются индивидуальные приустьевые поддоны, выполненные из листовой стали, которыми должны быть оснащены бригады, выполняющие ремонтные работы.

Климатическое исполнение технологического оборудования – ХЛ1.

Границы взрывоопасных зон согласно приказу Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 534 от 15.12.2020 г. приведены в графической части тома «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

Выкидные трубопроводы, дренажный трубопровод прокладываются на глубине не менее 0,8 м до верхней образующей трубы. Высоконапорный водовод на глубине не менее 1,8 м до верхней образующей трубы. Дренажная линия от УИ прокладывается подземно с уклоном не менее 0,003 в сторону емкости подземной дренажной.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

При подъезде к скважинам в случае ремонта и установки передвижных ремонтных агрегатов спец.техники и автотранспорта предусмотрено оборудование специальных переездов для защиты подземных участков выкидных трубопроводов.

Согласно пп. 527-529 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом № 534 от 15.12.2020 г. в целях обеспечения промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и других работах) разрабатывается и утверждается положение о порядке организации безопасного производства работ. Эти мероприятия обязательны к выполнению всеми участниками производственного процесса.

Назначается ответственный руководитель работ, наделенный необходимыми полномочиями.

Положение о порядке организации безопасного производства работ предусматривает:

- последовательность работ и операций, порядок их начала при совмещении во времени;
- оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности всех участников производственных процессов;
- систему оперативного контроля за ходом и качеством работ, соблюдением требований промышленной безопасности;
- порядок и условия взаимодействия организаций между собой и ответственным руководителем работ.

Работы по одновременному производству буровых работ, освоению и эксплуатации скважин на кустовой площадке предусматриваются в соответствии с требованиями п. 6.1.24, 6.1.25 СП 231.1311500.2015. Расстояние между устьем эксплуатируемой скважины и скважины, находящейся в бурении, составляет не менее высоты буровой вышки плюс 10 м. Для оборудования, находящегося в непосредственной близости к месту проведения буровых работ, предусматривается механическая защита (защитные экраны для оборудования и патроны для трубопроводов).

Проектом предусматривается отечественное оборудование блочной поставки, обеспечивающее минимальные потери углеводородного сырья, противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность запроектированных объектов.

Все проектные решения согласованы с Заказчиком.

### **5.3 Обустройство устья скважины**

Данной проектной документацией предусматривается обустройство устьев скважин кустовых площадок №19В, 213.

Обустройство устьев скважин проектируется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019, ГОСТ Р 55990-2014.

Устья добывающих скважин оборудованы устьевой арматурой типа АУЭЦН (не входит в настоящую проектную документацию).

Обустройство устья добывающих скважин включает:

- трубопроводную обвязку фонтанной арматуры проектируемой скважины;
- площадку обслуживания устья скважин.

Для обслуживания фонтанной арматуры, а также для проведения ремонтных работ устье скважины оборудовано площадкой обслуживания (лубликаторной площадкой).

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Скважина оборудуется под механизированный способ эксплуатации с помощью погружных центробежных электронасосов ЭЦН, предназначенных для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин.

При ремонте скважин сбор загрязнённых стоков осуществляется в инвентарные поддоны и емкости, которыми оснащают ремонтные бригады.

В обвязке устьев скважин предусматриваются вентили пробоотборные для отбора проб.

Пробоотборный вентиль предназначен для оперативного отбора пробы жидкости с целью её анализа в лабораторных условиях.

Для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) в выкидные трубопроводы предусматривается подача пара от передвижного агрегата ППУ через рукав, подключаемый к арматуре в обвязке устьев скважин.

#### **5.4 Установка измерительная**

Проектом предусмотрена блочная автоматизированная установка измерительная.

Установка предназначена для:

- измерения среднесуточного массового расхода жидкости;
- измерений или вычислений (определений) среднесуточного объемного расхода газа;
- определений среднесуточного массового расхода нефти в составе газо-жидкостной смеси (ГЖС), добываемых из нефтяных скважин

Установка измерительная включает в себя технологический, аппаратный блоки и элементы жизнеобеспечения (обогрев, освещение, вентиляция, пожарная сигнализация). В технологическом блоке производится измерение дебита скважин. В технологическом блоке размещены: камерный преобразователь СКЖ в специальном (газовом) исполнении).

Входные патрубки для подключения скважин расположены симметрично по обе стороны и снабжены обратными клапанами. На выходном патрубке установлена технологическая задвижка.

Работа установки происходит следующим образом:

Продукция скважин по трубопроводам, подключенным к установке, поступает в переключатель ПСМ.

При помощи ПСМ продукция одной скважины через фильтр направляется в камерный преобразователь счетчика СКЖ, где происходит измерение жидкости с помощью 2-х попеременно опрокидывающихся камер, а продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод. Жидкость, измеренная преобразователем, также направляется в общий трубопровод.

Преобразователь выдает импульсы на блок электронный, где они преобразуются в единицу массы – килограммы.

Время измерения устанавливается на промысле в зависимости от конкретных условий: дебита скважин, способов добычи, состояния разработки месторождения и других условий. Выбор установки измерительной обусловлен возможностью подключения к ней проектируемых скважин с учетом физико-химических свойств продукции скважин. Мощность, потребляемая замерной установкой от сети не более 20 кВт.

Элементы системы жизнеобеспечения обеспечивают укрытие (блок-боксы), обогрев, освещение, вентиляцию, пожарную и газовую сигнализацию.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Полы технологического блока выполнены герметичными искробезопасными. Для предотвращения растекания легковоспламеняющейся жидкости (ЛВЖ) за пределы блока в дверных проемах технологического блока установлены пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами.

Дренаж установки предусматривается в дренажные подземные емкости ДЕ-1, ДЕ-2.

Вид климатического исполнения установки по ГОСТ 15150 – ХЛ1, в интервале температур окружающего воздуха от минус 60°С до плюс 40°С.

Обслуживание установки должно быть периодическим и производиться подготовленным персоналом.

Виды технического обслуживания, приводящиеся при посещении обслуживающим персоналом:

- проверка герметичности фланцевых соединений;
- проверка герметичности технологического оборудования;
- проверка герметичности соединений приборов и средств автоматики;
- уборка помещений от загрязнений.

Техническая характеристика измерительной установки (УИ-1, УИ-2):

Количество подключаемых скважин, шт.	14; 8
Диапазон номинальных значений дебита, подключенных к установке скважин, т /сут.	4-420
Рабочее давление, МПа	не более 4,0
Характеристика рабочей среды:	
рабочая среда	газожидкостная смесь (ГЖС)
температура, °С	от 5 до 90
кинематическая вязкость нефти при t=20 °С, сСт	от 1 до 150
плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	760-1100
содержание воды в жидкости, массовая доля, %	от 0 до 98
содержание парафина, объемных %	до 7
содержание механических примесей, мг/л	не более 1000
содержание сероводорода, объемных, %	до 2
газовый фактор, м <sup>3</sup> /т (при нормальных условиях)	до 200
Установки (в соответствии с ПНСТ 360-2019):	
при измерениях массы и среднего массового расхода сырой нефти	± 2,5
при измерениях массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, по диапазонам объемного содержания пластовой воды в сырой нефти:	
до 70%	± 6,0
от 70% до 95%	± 15,0
при определениях массы и среднего массового расхода нефти при обводненности до 95%	± 15,0
Потребляемая мощность, не более, кВт	20
Габаритные размеры технологического блока на 14, 8 подключений, (ДхШхВ), мм:	
5500х3000х3100*	
Масса технологического блока, кг	12300*

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Средний срок службы должен быть не менее 20 лет.

\*- после получения РКД.

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009:

- А – технологический блок
- Д – блок контроля и управления

Степень огнестойкости и класс функциональной пожарной опасности по СП 2.13130.2020, IV, СО, Ф5.1.

Климатическое исполнение – ХЛ1.

Температура воздуха в блоке – плюс 5°C. Режим работы – непрерывный, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Отопление – электрическое.

Включение обогревателей выполнено от датчика реле температуры.

Блок-бокс представляет собой утепленный блок панельно-каркасной конструкции, оборудованный системами электроснабжения, электрического отопления, пожарной сигнализации, принудительной и естественной вентиляции, внутренним и наружным (перед входом) электроосвещением. Все оборудование смонтировано на металлическом основании.

### 5.5 Лубрикаторная площадка

Проектной документацией предусмотрена мобильная площадка обслуживания устья скважин (передвижная) – площадка лубрикаторная.

Площадка лубрикаторная (ПЛ) предназначена для безопасного проведения геофизических работ на скважине, устье которой оборудовано лубрикаторной установкой. Конструкция площадки сборно-разборная. Климатическое исполнение – ХЛ1.

Площадка ПЛ собирается в горизонтальном положении при помощи болтовых соединений. Площадка ПЛ в вертикальном положении жестко крепится к колонне хомутом.

### 5.6 Емкость подземная дренажная

Емкость подземная дренажная ДЕ-1,2 принята по ТУ 26-18-34-89 с внутренним антикоррозийным покрытием и наружным заводским антикоррозийным покрытием усиленного типа согласно ГОСТ 9.602-2016, номер конструкции 5- ленточное полимерно-битумное, толщина защитного покрытия не менее 4,6 мм.

Объем	8 м <sup>3</sup> ,
Давление расчетное	0,05 МПа,
Диаметр	2000 мм,
Длина	2900 мм.
Высота горловины	1300 мм.
Материал	сталь 09Г2С.

Климатическое исполнение – ХЛ1.

Средний срок службы должен быть не менее 20 лет.

Для предотвращения замерзания жидкости в емкостях подземных дренажных необходима своевременная её откачка.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Ёмкость оборудована патрубком для подключения ППУ для разогрева жидкости в случае замерзания.

На ёмкости подземной дренажной предусматривается воздушный патрубок, предназначенный для сообщения полости дренажной ёмкости с атмосферой. При разработке проектной документации принят воздушник диаметром 114 мм, высотой 5 м. На воздушнике предусмотрен огнепреградитель ОП-100АА, для защиты от распространения пламени, в соответствии с СП 231.1311500.2015 (п.6.3.8). Ёмкость подземная дренажная заводского изготовления. Материал основных деталей – 09Г2С ГОСТ 5520-2017. Проектом предусматривается местный сигнализатор уровня жидкости.

Для предотвращения возможного распространения пламени, попадания искры в случае возникновения пожара, заполнение емкости от технологического оборудования происходит через устройство гидрозатвора, предусмотренное в конструкции емкости. Устройство гидрозатвора выполнено путем опускания приемного патрубка к низу емкости и постоянного заполнения емкости выше уровня данного патрубка.

Откачка стоков из емкостей подземных дренажных производится передвижными средствами. В месте стоянки предусмотрены места заземления передвижной техники «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», (утвержденные Постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 №1479, раздел 293) и обозначены их знаками заземления. Заземление передвижной техники осуществляется путем присоединения к общему контуру заземления с помощью заземляющего проводника – круглой стали диаметром 18 мм, проложенного в земле на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли, до стойки заземления. Контактное соединение в цепи заземления должно соответствовать классу 2 по ГОСТ 10434-82. Способ присоединения передвижной техники к стойке заземления – болтовое соединение.

### 5.7 Блок гребенок

Блок гребенок предназначен для распределения и учета пластовой воды, закачиваемой в нагнетательные скважины системы поддержания пластового давления.

БГ блочного исполнения поставляется в виде блок-бокса полной заводской готовности и состоит из несущего каркаса, смонтированного на рамном основании, конструкции крыши, ограждающих конструкций и смонтированным внутри блока, системой технологических и дренажных трубопроводов, запорной и регулирующей арматурой, площадками обслуживания, оборудованием КИПиА, приборами отопления, вентиляцией, электроосвещения.

Таблица 2.4 Основные технические характеристики БГ-1, БГ-2:

Наименование показателя	Значение или определяющий показатель
Режим работы	Непрерывный, без постоянного присутствия персонала
Количество	2 (№19В) и 2 (№213)
Тип сооружения	Блок-бокс
Максимальное рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	21,0



DN входного коллектора	100		
DN выходных нагнетательных линий	80		
DN дренажной линии	50		
Количество выходных нагнетательных линий, шт.	8, 6, 4		
Номинальное напряжение питающей сети, В	220/380		
Мощность, Квт	5,5* (по результатам ТКП возможна корректировка)		
Габаритные размеры, мм:	БГ на 8 подключений	БГ на 6 подключения	БГ на 4 подключения
Длина	7500	6000	5000
Ширина	3000	3000	3000
Высота, не менее	3100	3100	3100
Вид климатического исполнения установки по ГОСТ 15150-69	УХЛ		
Степень огнестойкости	IV		
Класс конструктивной пожарной опасности	C0		
Класс пожарной опасности строительных конструкций	K0		
Классификация по функциональной пожарной опасности	Ф5.1		
Срок эксплуатации БГ	не менее 20 лет		

### 5.8 Установка нагрева НКТ

Для предотвращения отложений асфальто-смоло-парафинов на внутренней поверхности подъемных труб скважины предусмотрен тепловой способ с применением нагревательных кабелей в составе установок нагрева НКТ.

Тепловые способы основаны на способности асфальто-смоло-парафинных отложений не образовывать твердой фазы или плавиться при температурах, превышающих их точки выпадения или кристаллизации.

Для создания необходимой температуры предусмотрен изолированный нагревательный кабель, который должен быть помещен в НКТ.

Таблица 2.5 Параметры установки нагрева НКТ.

Параметры	Единица измерения	Значение параметра
Длина кабеля, не более (максимум 2500 м)	м	1150
Мощность потребляемая, не более	кВт	63
Линейное напряжение, не более	В	1100

## 5.9 Система ППД

Для организации системы ППД проектом предусмотрено:

- нагнетательные скважины;
- установка блока гребенок БГ-1, БГ-2;
- обвязка устьев нагнетательных скважин арматурой типа АНК;
- высоконапорные водоводы.

На кустах скважин №19В, 213 предусмотрена подача воды в продуктивные пласты через нагнетательные скважины по следующей схеме: БКНС – высоконапорный водовод – БГ-1,2 – нагнетательная скважина.

В конструкции устьевого арматуры АНК нагнетательных скважин предусмотрен обратный клапан для предотвращения обратного потока пластовой воды системы ППД.

Арматура АНК не входит в объем проектирования. Предусмотрен в поставке Заказчика.

На кустовой площадке проектом предусмотрены следующие высоконапорные водоводы:

- ВВ4 – высоконапорный водовод от БКНС;
- ВВ2 – высоконапорный водовод к узлу забора воды;
- ВВ5 – высоконапорный водовод до нагнетательной скважины;

Качество пластовой воды, предназначенной для закачки в систему ППД куста скважин № 19В, 213 соответствует требованиям ОСТ 39-225.

Согласно гидравлическим расчетам, давление пластовой воды на входе в куст №19В, 213 составляет 21 МПа. За рабочее давление высоконапорных водоводов принимается максимальное давление 21,0 МПа, развиваемое насосами пластовой воды (БКНС Повховского месторождения).

На кусте №19В скважины №№1.2.3, 1.2.4, 1.2.5, 1.2.7, 1.2.9, 1.2.11 предусмотрены как нагнетательные с отработкой на нефть, после отработки на нефть переоборудуются под закачку воды, стандартной арматурой АНК 65х21.

На кусте №213 скважины №№ 1.2.2, 1.2.3, 1.2.4, 1.2.6, 1.2.8, 1.2.10 отрабатываются первоначально на нефть, затем переводятся под нагнетание и оборудуются стандартной арматурой АНК 65х21.

Дистанционный замер расхода, давления для нагнетательных скважин предусматривается в БГ-1, БГ-2 (комплектные КИП).

Устьевая арматура, надземные участки трубопроводов обвязки проектных добывающих скважин приняты с электрообогревом в тепловой изоляции.

Надземные участки трубопроводов высоконапорных водоводов предусмотрены в тепловой изоляции.

На трубопроводе высоконапорного водовода предусмотрены задвижки стальные шиберные фланцевые, с выдвижным шпинделем, в комплекте с ответными фланцами и крепежными изделиями, с ручным управлением на давление PN 21,0 МПа.

Для опорожнения обвязки устьевого арматуры в период осуществления ремонтных работ, а также для возможности проведения очистки полости выкидных трубопроводов (пропарка), в обвязке устьевого арматуры предусматривается вентиль (спускник) с заглушкой. В рабочем режиме запорная арматура, предусмотренная на дренажах, должна быть в закрытом положении и заглушена.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

В качестве источника противопожарного водоснабжения используется вода из системы ППД, для этого на водоводе на кустовых площадках установлены узлы забора воды для подключения устройства понижения давления до нормативных значений. Устройства понижения давления воды из системы ППД обеспечивают возможность подачи воды в цистерны пожарных автомобилей и является оборудованием, не входящим в состав проекта. Подключение предусмотрено через БРС.

Пожаротушение проектируемых кустов скважин №№19В, 213 Повховского лицензионного участка осуществляется передвижной пожарной техникой.

Пожарные автоцистерны оборудованы комплектом специальных средств для локализации и ликвидации очага возгорания (пожара). Комплект пожаротушения должен доставляться к месту пожара в пожарной машине.

Согласно «Технического регламента о требованиях пожарной безопасности» №123-ФЗ проектируемые площадки оборудуются первичными средствами пожаротушения с установкой пожарных щитов в зависимости от категорий наружных технологических установок по взрывопожарной и пожарной опасности, а также по классу пожара горючих веществ и материалов.

В качестве источника наружного противопожарного водоснабжения на площадках кустов скважин №№19В, 213 предусматривается использование воды из системы ППД в соответствии с п.6.13 ВНТП 03/170/567-87.

Подключение противопожарного водовода (ВВ2) к высоконапорному водоводу системы ППД предусматривается надземно в узле задвижек.

Фактическое давление системы ППД на площадках кустов скважин №№19В, 213 не превышает 21,0 МПа.

## **5.10 Запорная арматура**

В данной проектной документации предусматривается применение запорной арматуры серийного заводского изготовления, имеющей сертификат соответствия таможенного союза.

Безаварийный срок эксплуатации принятой арматуры должен составлять 20 лет.

Вся ТА проходит испытания на заводе-изготовителе согласно ГОСТ 5762-2002; ГОСТ 5761-2005 и ТУ.

Согласно п.92 ФниП в ОПБ «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444, перед монтажом арматуру необходимо подвергнуть входному контролю и испытаниям в объеме, предусмотренном руководством по эксплуатации.

Герметичность затворов арматуры соответствует классу «А по ГОСТ 9544-2015, класс герметичности обратных клапанов соответствует ГОСТ 33423-2015. Климатическое исполнение ХЛ1 по ГОСТ 15150-69 (температура окружающей среды для исполнения ХЛ1 до минус 60°С). Запорная арматура заказывается в комплекте с фланцевыми соединениями.

Запорная арматура предназначена для отключения участков трубопроводов и оборудования для остановки процесса в случаях аварийных ситуаций или проведения ремонтно-профилактических работ.

Запорная арматура принята на технологические параметры трубопроводов (расчетное давление, диаметр), в соответствии с характеристикой перекачиваемой среды и соответствует

								ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата				24

климатическим условиям района строительства (исполнение ХЛ1 по ГОСТ 15150-69). Установка задвижек надземная.

Таблица 5.1 – Принятый к установке тип запорной арматуры

Обозначение запорной арматуры	Наименование	Характеристика												
Куст №19В														
ЭЗД1	Задвижка клиновая с электроприводом	DN150; PN4,0 МПа												
ЗД1.1, ЗД1.2	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN150; PN4,0 МПа												
ЗД1.3	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN80; PN4,0 МПа												
ЗД2.1	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN80; PN4,0 МПа												
ЗДЗ.1, ЗДЗ.2	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN50; PN4,0 МПа												
ЗД4.1, ЗД4.2	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN80; PN1,6 МПа												
ЗД5	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN50; PN4,0 МПа												
ЗД6.1	Задвижка шиберная с ручным приводом	DN150; PN21,0 МПа												
ЗД6.2, ЗД6.6	Задвижка шиберная с ручным приводом	DN100; PN21,0 МПа												
ЗД6.3, ЗД6.4, ЗД6.5	Задвижка шиберная с ручным приводом	DN80; PN21,0 МПа												
ЗД7	Клапан запорный с ручным приводом	DN15; PN25,0 МПа												
ЗД8	Задвижка шиберная с ручным приводом	DN80; PN21,0 МПа												
ЗД9	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN25; PN4,0 МПа												
ОК1	Клапан обратный	DN150; PN4,0 МПа												
ОК2	Клапан обратный	DN80; PN4,0 МПа												
ОК3	Клапан обратный	DN25; PN4,0 МПа												
ОК4, 5	Клапан обратный	DN100; PN25,0 МПа												
СЖ	Счетчик жидкости (расходомер)	PN25,0 МПа												
ОП1, ОП2	Огнепреградитель ОП-100АА	DN100; Q=100 м <sup>3</sup> /ч												
БРС-1, БРС-2	Быстроразъемное соединение	DN80; PN1,6 МПа												
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20px;"> </td> <td style="width: 20px;"> </td> <td style="width: 20px;"> </td> <td style="width: 20px;"> </td> <td style="width: 20px;"> </td> <td style="width: 20px;"> </td> </tr> <tr> <td style="width: 20px;">Изм.</td> <td style="width: 20px;">Кол.у</td> <td style="width: 20px;">Лист</td> <td style="width: 20px;">№</td> <td style="width: 20px;">Подпись</td> <td style="width: 20px;">Дата</td> </tr> </table>									Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата									
ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ					Лист									
					25									

Обозначение запорной арматуры	Наименование	Характеристика
БРС-3, БРС-4	Быстроразъемное соединение	DN80; PN25,0 МПа
БРС-5, БРС-6	Быстроразъемное соединение	DN50; PN1,6 Мпа
Куст №213		
ЭЗД1	Задвижка клиновая с электроприводом	DN100; PN4,0 МПа
ЗД1.1, ЗД1.2	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN100; PN4,0 МПа
ЗД1.3	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN80; PN4,0 МПа
ЗД2.1	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN80; PN4,0 МПа
ЗД3.1, ЗД3.2	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN50; PN1,6 МПа
ЗД4.1, ЗД4.2	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN80; PN1,6 МПа
ЗД5	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN50; PN4,0 МПа
ЗД6.1, ЗД6.2, ЗД6.6	Задвижка шиберная с ручным приводом	DN100; PN21,0 МПа
ЗД6.3, ЗД6.4, ЗД6.5	Задвижка шиберная с ручным приводом	DN80; PN21,0 МПа
ЗД7	Клапан запорный с ручным приводом	DN15; PN25,0 МПа
ЗД8	Задвижка шиберная с ручным приводом	DN80; PN21,0 МПа
ЗД9	Задвижка клиновая с ручным приводом	DN25; PN4,0 МПа
ОК1	Клапан обратный	DN100; PN4,0 МПа
ОК2	Клапан обратный	DN80; PN4,0 МПа
ОК3,	Клапан обратный	DN25; PN4,0 МПа
ОК4,5	Клапан обратный	DN100; PN25,0 МПа
СЖ	Счетчик жидкости (расходомер)	PN25,0 МПа
ОП1, ОП2	Огнепреградитель ОП-100АА	DN100; Q=100 м <sup>3</sup> /ч
БРС-1, БРС-2	Быстроразъемное соединение	DN80; PN1,6 МПа
БРС-3, БРС-4	Быстроразъемное соединение	DN80; PN25,0 МПа
БРС-5, БРС-6	Быстроразъемное соединение	DN50; PN1,6 МПа

В соответствии с п.10.3.13 ГОСТ 32569-2013 трубопроводная арматура должна размещаться в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры должен располагаться на высоте не более 1,6 м от уровня площадки, с которой ведется управление.

В соответствии с требованиями Федеральных норм и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» вся арматура заземляется (см. том 4.4.1 «Система электроснабжения»).

Обратные клапаны установлены во всех местах, где нежелателен обратный ток продукта. В качестве арматуры запорной применены задвижки клиновые, краны запорные.

Запорная арматура, принятая в проекте, соответствует требованиям ст. 7 ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ, ст. 20 ФЗ от 27.12.2002 № 184-ФЗ, технических регламентов ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2011.

Запорная арматура, принятая в проекте, имеет сертификаты соответствия (паспорта) и разрешение Ростехнадзора России (Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору) на применение, которые поступают на место строительства вместе с арматурой с завода – изготовителя. В случае необходимости эти документы представляют экспертным органам по дополнительному требованию заводы –изготовители.

### **5.11 Внутриплощадочные технологические трубопроводы**

Границей раздела (сопряжения) объектов линейной части проекта с коммуникациями куста скважин для трубопроводов принята граница кустовой площадки.

При подъезде к скважинам в случае ремонта и установки передвижных ремонтных агрегатов спец.техники и автотранспорта предусмотрено оборудование специальных переездов из сборных железобетонных плит для защиты подземных участков выкидных трубопроводов. После завершения работ временные переезды через коммуникации должны быть демонтированы, рельеф спланирован и приведен в первоначальное состояние.

К технологическим трубопроводам на кустах скважин №19В, 213 относятся:

- нефтегазосборный трубопровод, (от УИ-1, УИ-2 с электрифицированной задвижкой с ответным фланцем до границы кустовой площадки);
- выкидные трубопроводы (от границы проектирования добывающей скважины до УИ-1, УИ-2);
- высоконапорный водовод-коллектор от БКНС, (от границы кустовой площадки до БГ-1, БГ-2);
- высоконапорные водоводы до нагнетательных скважин (от БГ-1, БГ-2 до границы проектирования нагнетательной скважины);
- трубопровод реагента;
- дренажный трубопровод.

Технологические трубопроводы запроектированы согласно:

- Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденным приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444;

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

– СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений.  
Требования пожарной безопасности;

– Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

– ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные».

Прокладка внутриплощадочных технологических трубопроводов предусмотрена с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444, ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные».

Прокладка технологических трубопроводов предусмотрена преимущественно подземная.

Надземная прокладка предусматривается на несгораемых конструкциях – эстакадах, этажерках, стойках, опорах и обеспечивает хорошие условия для наблюдения за трубопроводами и своевременного обнаружения аварий и их устранения.

Согласно п.48 ФниП в ОПБ «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» подземные технологические трубопроводы, прокладываемые непосредственно в грунте, в местах пересечения автомобильных дорог, размещаются в защитных металлических трубах (футлярах), концы которых располагаются 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.

Согласно п.52 ФниП в ОПБ «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» при подземной прокладке технологических трубопроводов, в случае одновременного расположения в одной траншее двух и более трубопроводов, трубопроводы располагаются в один ряд (в одной горизонтальной плоскости). Расстояние между ними по крайним выступающим частям, в зависимости от номинального диаметра технологических трубопроводов, составляет: свыше DN 50 по DN 150 мм – не менее 0,2 м.

Согласно п.54 ФниП в ОПБ «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» глубина заложения подземных технологических трубопроводов составляет не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы или теплоизоляции в тех местах, где не предусмотрено движение транспорта, а на остальных участках – по проекту, исходя из условий сохранения прочности трубопровода с учетом всех действующих нагрузок.

Технологические трубопроводы, транспортирующие застывающие, увлажненные и конденсирующиеся вещества, располагаются на 0,1 м ниже глубины промерзания грунта, с уклоном к конденсатосборникам, другим емкостям или аппаратам.

Уклоны трубопроводов принимаются не менее:

- для легкоподвижных веществ – 0,002;

- для газообразных веществ – 0,003.

Установка переходных мостиков не предусмотрена проектом.

Движение техники на кустовой площадке осуществляется согласно схеме движения транспортных средств. Возникновение дополнительных нагрузок на трубопроводы в районе устьев скважин исключено, ввиду отсутствия движения техники.

Подъезд к устью скважин осуществляется только при необходимости ремонта скважин, с предварительной подготовкой площадки.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Категория и группа проектируемых технологических трубопроводов определены в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества, расчетных параметров среды (расчетного давления и температуры), величина давления испытания рассчитана в зависимости от расчетного давления.

Группа проектируемых технологических трубопроводов определена в зависимости от транспортируемой среды, отражающей токсичность и взрывопожароопасность веществ, входящих в эту среду. Категория проектируемых технологических трубопроводов определяется совокупностью технических требований, предъявляемых к конструкции, монтажу и объему контроля трубопроводов.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата



Таблица 5.2 – Характеристика технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Рраб, МПа	Ррасч, МПа	Категория и группа трубопровода (по ГОСТ 32569-2013)	Категория трубопровода и группа рабочей смеси (по ТР ТС 032/2013)	Давление испытания (Рисп.), МПа	
					Прочность/плотность (гидравлич)	Герметичность (пневмат.)
Выкидной трубопровод (Н19)	до 4,0	4,0	I, А (б)	I, гр. А(б)	5,72	4,0
Выкидной трубопровод с обработкой (Н62)	до 4,0	4,0	I, А (б)	I, гр. А(б)	5,72	4,0
Нефтегазосборный трубопровод (Н1)	до 4,0	4,0	I, А (б)	I, гр. А(б)	5,72	4,0
Дренажный трубопровод (Д1)	атм.	0,05	II, А (б)	II, гр. А(б)	0,2	0,1
Трубопровод воздушного патрубка (С)	атм.	0,05	II, Б (а)	II, гр. Б(а)	0,2	0,1
Трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО)	15..80к Па (абс.)	0,2	II, А(б)	II, гр. А(б)	0,2	0,1
Высоконапорные водоводы (ВВ2, ВВ4, ВВ5)	15,06 (куст 19В) 15,86 (куст 213)	21	I, В	I, гр.В	30,03	-
Трубопровод реагента (Р)	до 4,0	4,0	I, А(б)	I, гр. А(б)	5,72	4,0

Для выкидных трубопроводов до установок измерительных, Нефтегазосборный трубопровод от установки измерительной до границы кустовой площадки Ррасч = 4,0 МПа (за расчетное давление принимается давление настройки предохранительного клапана, согласно паспорту УИ давление не менее 4,0 МПа).

Согласно п.4.6 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные» за расчетное давление высоконапорных водоводов принимается максимальное, развиваемое центробежной машиной при закрытой задвижке со стороны нагнетания.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата
------	-------	------	---	---------	------

ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ

Лист

30

Строительство и монтаж технологических трубопроводов предусматривается в соответствии с ГОСТ 32569-2013.

Согласно п 926 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» №534 периодичность и объемы работ по техническому обслуживанию выкидных трубопроводов от нефтяных скважин до измерительных установок, расположенных на кустовых площадках и нефтегазосборных трубопроводов от измерительных установок, устанавливаются эксплуатирующей организацией с учетом требований руководств по эксплуатации заводов-изготовителей. Работы должны проводиться в сроки, установленные ежегодными графиками, утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации.» Согласно п.959 периодичность и объемы проведения ревизии устанавливаются документацией эксплуатирующей организации в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра.

Таблица 5.3 – Исходные данные и расчет скорости газожидкостной смеси для обоснования диаметров трубопровода

Назначение трубопровода	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /ч	Диаметр трубопровода, мм	Скорость смеси, м/с	Допустимая скорость, м/с
Куст №19В				
Н1 Нефтегазосборный трубопровод	25,1	89x5 159x6	1,38 0,39	≤ 3,0
Н19, Н62 Выкидной трубопровод	1,32	89x9	0,21	≤ 3,0
ВВ4 Высоконапорный водовод от БКНС	26,25	114x12 168x14	0,93 0,42	≤ 2,0
ВВ5 Высоконапорный водовод до нагнетательной скважины	5,25	89x10	0,13	≤ 2,0
Куст №213				
Н1 Нефтегазосборный трубопровод	4,96	89x5 114x5	0,27 0,18	≤ 3,0
Н19, Н62 Выкидной трубопровод	0,25	89x9	0,014	≤ 3,0
ВВ4 Высоконапорный водовод от БКНС	6,85	114x12	0,24	≤ 2,0
ВВ5 Высоконапорный водовод до нагнетательной скважины	1,14	89x10	0,06	≤ 2,0

Таблица 5.4 – Характеристика внутреннего и наружного покрытия трубопроводов

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Основная труба	Внутренне покрытие	Окраска наружной поверхности трубопроводов	Теплоизоляция	Покровный слой
Куст №19В						
Выкидной трубопровод (Н19, Н62) надземные участки	89x5	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	Листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Выкидной трубопровод (Н19, Н62) подземные участки	89x5	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		С заводским наружным трехслойным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена ТУ 1390-009-79580093-2010	Гидроизоляция сварных швов термоусаживающая манжета «ГИАЛ-М» ТУ 2293-002-58210788-2004	
Трубопровод реагента (Р) надземные участки	32x4	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76		
Дренажный трубопровод (Д1) подземные участки	89x5	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		С заводским наружным трехслойным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена ТУ 1390-009-79580093-2010	Гидроизоляция сварных швов термоусаживающая манжета «ГИАЛ-М» ТУ 2293-002-58210788-2004	
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата	
ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ						Лист
						32

Дренажный трубопровод (Д1) подземные участки	89x5	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Откачка из дренажной емкости надземные участки (ЛО)	89x5	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Трубопровод воздушного патрубка (С) надземные участки	108x5	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	Листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Нефтегазоборный трубопровод (Н1) подземные участки	89x5 159x6	Трубы стальные электросварные прямошовные повышенной эксплуатационной надежности из стали 09ГСФ (К52) по ТУ 14-ЗР-1471-2002	С заводским внутренним двухслойным эпоксидным покрытием. Способ монтажа методом мех. Соединения по технологии «БАТЛЕР»	С заводским наружным трехслойным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена ТУ 1390-009-79580093-2010		

						ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ		Лист
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата			33

Нефтегазосборный трубопровод (Н1) надземные участки	89x5 159x6	Трубы стальные электросварные прямошовные повышенной эксплуатационной надежности из стали 09ГСФ (К52) по ТУ 14-ЗР-1471-2002	С заводским внутренним двухслойным эпоксидным покрытием. Способ монтажа осуществляется сваркой с применением втулок внутренней защиты сварного шва марки CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014	Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Высоконапорные водоводы ВВ4 надземные участки	114x12 168x14	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	Листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Высоконапорные водоводы ВВ4 подземные участки	114x12 168x14	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		С заводским двухслойным наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена	Гидроизоляция сварных швов термоусаживающая манжета «ТИАЛ-М» ТУ 2293-002-58210788-2004	
Высоконапорные водоводы ВВ5 надземные участки	89x9	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	Листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90

Высоконапорные водоводы ВВ5 подземные участки	89x9	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		С заводским двухслойным наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена	Гидроизоляция сварных швов термоусаживающая манжета «ТИАЛ-М» ТУ 2293-002-58210788-2004	
ВВ2 Высоконапорный водовод к узлу забора воды надземные участки	89x10	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	Листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
ВВ2 Высоконапорный водовод к узлу забора воды подземные участки	89x10	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		С заводским двухслойным наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена	Гидроизоляция сварных швов Термоусаживающая манжета «ТИАЛ-М» ТУ 2293-002-58210788-2004	

Куст №213

Выкидной трубопровод (Н19, Н62) надземные участки	89x5	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	Листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Выкидной трубопровод (Н19, Н62) подземные участки	89x5	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		С заводским трехслойным защитным покрытием на основе экструдированного	Гидроизоляция сварных швов термоусаживающая манжета «ТИАЛ-М»	

				анного полиэтилена ТУ 1390-009- 79580093- 2010	ТУ 2293- 002- 58210788- 2004	
Трубопровод реагента (Р) надземные участки	32x4	Трубы стальные бесшовные горячедеформи- рованные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1- 593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ- 115 ГОСТ 6465-76		
Дренажный трубопровод (Д1) подземные участки	89x5	Трубы стальные бесшовные горячедеформи- рованные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1- 593377520-2003		С заводским наружным трехслойным защитным покрытием на основе экструдиров- анного полиэтилена ТУ 1390-009- 79580093- 2010	Гидроизо- ляция сварных швов термоуса- живающая манжета «ТИАЛ-М» ТУ 2293- 002- 58210788- 2004	
Дренажный трубопровод (Д1) подземные участки	89x5	Трубы стальные бесшовные горячедеформи- рованные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1- 593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ- 115 ГОСТ 6465-76	Маты минералова- тные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	листы стальные оцинкован- ные ОЦБ- ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Откачка из дренажной емкости надземные участки (ЛО)	89x5	Трубы стальные бесшовные горячедеформи- рованные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1- 593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ- 115 ГОСТ 6465-76	Маты минералова- тные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	листы стальные оцинкован- ные ОЦБ- ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Трубопровод воздушного патрубка (С) надземные участки	108x5	Трубы стальные бесшовные горячедеформи- рованные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1- 593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ- 115 ГОСТ 6465-76	Маты минералова- тные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	Листы стальные оцинкован- ные ОЦБ- ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Нефтегазос- борный	89x5 114x5	Трубы стальные	С заводским внутренним	С заводским наружным		

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ

Лист

36

трубопровод (Н1) подземные участки		электросварные прямошовные повышенной эксплуатационной надежности из стали 09ГСФ (К52) по ТУ 14-ЗР-1471-2002	двухслойным эпоксидным покрытием. Способ монтажа методом мех. Соединения по технологии «БАТЛЕР»	трехслойным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена ТУ 1390-009-79580093-2010		
Нефтегазосборный трубопровод (Н1) надземные участки	89x5 114x5	Трубы стальные электросварные прямошовные повышенной эксплуатационной надежности из стали 09ГСФ (К52) по ТУ 14-ЗР-1471-2002	С заводским внутренним двухслойным эпоксидным покрытием. Способ монтажа осуществляется сваркой с применением втулок внутренней защиты сварного шва марки CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014	Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Высоконапорные водоводы ВВ4 надземные участки	114x12 168x14	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	Листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Высоконапорные водоводы ВВ4 подземные участки	114x12 168x14	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		С заводским двухслойным наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена	Гидроизоляция сварных швов термоусаживающая манжета «ГИАЛ-М» ТУ 2293-002-58210788-2004	
Высоконапорные	89x9	Трубы стальные бесшовные		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ	Маты минераловатные	Листы стальные
ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ						
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата	Лист
						37



водоводы ВВ5 надземные участки		горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	тные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
Высоконапорные водоводы ВВ5 подземные участки	89х9	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		С заводским двухслойным наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена	Гидроизоляция сварных швов термоусаживающая манжета «ТИАЛ-М» ТУ 2293-002-58210788-2004	
ВВ2 Высоконапорный водовод к узлу забора воды надземные участки	89х10	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76	Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022	Листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90
ВВ2 Высоконапорный водовод к узлу забора воды подземные участки	89х10	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20В (К50) ТУ 1317-006.1-593377520-2003		С заводским двухслойным наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена	Гидроизоляция сварных швов Термоусаживающая манжета «ТИАЛ-М» ТУ 2293-002-58210788-2004	

Материал деталей трубопроводов по условиям прочности соответствует материалу основной трубы.

Согласно ГОСТ 32569-2013 (п. 11.1.5) изделия и материалы, на которые истекли расчетные сроки хранения (консервации), указанные в документации, могут быть переданы в монтаж только после проведения ревизии, устранения дефектов, испытания и других работ, обеспечивающих их качество и безопасность применения.

						ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата		38

### 5.11.1 Расчет толщины стенки технологических трубопроводов

Расчет толщины стенки технологических трубопроводов выполнен согласно ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Расчетная толщина стенки вычисляется по формуле согласно п.7.1.1 ГОСТ 32388-2013:

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

где:

P – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа;

Da – наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;

φy – коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении;

[σ] – номинальное допускаемое напряжение труб и деталей.

Допускаемое напряжение [σ] при расчете соединений и элементов трубопровода на статическую прочность следует принимать по формуле:

$$[\sigma] = \min \left[ \frac{\sigma_{в/т}}{2,4}, \frac{\sigma_{р/т}}{1,5} \right], \quad (2)$$

σ в/т – минимальное значение предела прочности, МПа;

σ р/т – минимальное значение предела текучести, МПа.

Суммарная прибавка толщины стенки складывается из технологической прибавки, равной минусовому отклонению толщины стенки по ГОСТ 8732-78\*, табл.3 (-12,5%) и прибавки на коррозию и эрозию с2 с учётом расчётного срока эксплуатации. Прибавку на коррозию определяем, принимая скорость коррозии не выше 0,15 мм/год): и срок службы трубопровода 20 лет

$$c = c_1 + c_2 \quad (3)$$

Минимальные толщины стенок трубопроводов, таким образом, составят:

$$s = s_R + c \quad (4)$$

Окончательную толщину стенки трубопровода, с учетом минусового допуска толщины стенки трубы и добавки к толщине на общую коррозию, принимаем с учетом номенклатуры заводов-изготовителей и указаний Заказчика.

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость выполняется на стадии разработки рабочих чертежей при детальной разработке моделей каждого конструктивного элемента для надземных узлов и подключений (обвязке) трубопроводов к технологическому оборудованию.

Результаты расчетов толщины стенки технологических трубопроводов приведены в таблице 5.5.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Таблица 5.5 – Расчет толщины стенки трубопроводов для кустов №19В, 213

Диаметр трубопровода, мм	Исходные данные для расчета					Расчетная толщина стенки		Принятая толщина стенки, мм
	$P_{расч.}$ , МПа	Марка стали	$[\sigma]$ текуч., МПа	$C_1$ , мм	$C_2$ , мм	Расчетная ( $S_R$ ) по формуле 7.1 ГОСТ 32388-2013, мм	Номинальная ( $S_{ном.}$ ) по формуле 5.7 ГОСТ 32388-2013, мм	
<b>Куст № 19В</b>								
<b>Выкидной трубопровод (Н19, Н62)</b>								
89	4,0	сталь 20В (К50)	343	0,75	2,0	0,9	3,65	5,0
<b>Нефтегазосборный трубопровод (Н1)</b>								
89	4,0	сталь 09ГСФ (К52)	353	0,75	2,0	1,06	3,61	5,0
159	4,0	сталь 09ГСФ (К52)	353	0,9	2,0	1,54	4,44	6,0
<b>Трубопровод реагента (Р)</b>								
32	4,0	сталь 20В (К50)	343	0,6	2,0	0,32	2,92	4,0
<b>Дренажный трубопровод (Д1)</b>								
89	0,05	сталь 20В (К50)	343	0,75	2,0	0,01	2,76	5,0
<b>Трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО)</b>								
89	0,2	сталь 20В (К50)	343	0,75	2,0	0,05	2,8	5,0
<b>Трубопровод воздушного патрубка (С)</b>								
108	0,05	сталь 20В (К50)	343	0,75	2,0	0,01	2,76	5,0
<b>Высоконапорный водовод к узлу забора воды (ВВ2)</b>								
89	21,0	сталь 20В (К50)	343	1,5	2,0	4,36	7,86	10,0
<b>Высоконапорный водовод (ВВ4)</b>								
114	21,0	сталь 20В (К50)	343	1,5	2,0	5,79	9,29	12,0
168	21,0	сталь 20В (К50)	343	1,5	2,0	8,53	12,63	14,0
<b>Высоконапорный водовод (ВВ5)</b>								
89	21,0	сталь 20В (К50)	343	1,5	2,0	4,36	7,86	9,0
						ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ		
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата			
						Лист 40		

Куст № 213

Выкидной трубопровод (Н19, Н62)

89	4,0	сталь 20В (К50)	343	0,75	2,0	0,9	3,65	5,0
----	-----	-----------------	-----	------	-----	-----	------	-----

Нефтегазосборный трубопровод (Н1)

114	4,0	сталь 09ГСФ (К52)	353	0,75	2,0	1,11	3,86	5,0
-----	-----	----------------------	-----	------	-----	------	------	-----

Трубопровод реагента (Р)

32	4,0	сталь 20В (К50)	343	0,6	2,0	0,32	2,92	4,0
----	-----	-----------------	-----	-----	-----	------	------	-----

Дренажный трубопровод (Д1)

89	0,05	сталь 20В (К50)	343	0,75	2,0	0,01	2,76	5,0
----	------	-----------------	-----	------	-----	------	------	-----

Трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО)

89	0,2	сталь 20В (К50)	343	0,75	2,0	0,05	2,8	5,0
----	-----	-----------------	-----	------	-----	------	-----	-----

Трубопровод воздушного патрубка (С)

108	0,05	сталь 20В (К50)	343	0,75	2,0	0,01	2,76	5,0
-----	------	-----------------	-----	------	-----	------	------	-----

Высоконапорный водовод к узлу забора воды (ВВ2)

89	21,0	сталь 20В (К50)	343	1,5	2,0	5,07	8,02	10,0
----	------	-----------------	-----	-----	-----	------	------	------

Высоконапорный водовод (ВВ4)

114	21,0	сталь 20В (К50)	343	1,5	2,0	5,79	9,59	12,0
-----	------	-----------------	-----	-----	-----	------	------	------

Высоконапорный водовод (ВВ5)

89	21,0	сталь 20В (К50)	343	1,35	2,0	5,07	7,87	9,0
----	------	-----------------	-----	------	-----	------	------	-----

Трубы должны пройти гидравлическое испытание и проверку неразрушающими методами контроля в объеме 100 %.

В целях повышения надежности работы трубопровода принята труба с увеличенной толщиной стенки по сравнению с расчетной.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления.

Окончательная толщина стенки принималась с учетом номенклатуры выпускаемых труб, наличия труб у заказчика и унификации применяемых в проекте типоразмеров труб.

### 5.11.2 Расчет отбраковочной толщины стенок трубопроводов

Расчет отбраковочных толщин стенок трубопроводов выполнен в соответствии с ГОСТ 32388-2013 (п. 5.5.3):

$$[s] = \max(s_R + c_1; s_{\min}) \quad (5)$$

где  $s_R$  – расчетная толщина стенки трубы, рассчитана в п. 5.10.1 настоящего тома;

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата
------	-------	------	---	---------	------

$c_1$  – сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки  $c_{11}$  и максимального утонения при технологических операциях  $c_{12}$ ,

$$c_1 = c_{11} + c_{12}, \quad (6)$$

$c_2$  – прибавка для компенсации коррозии и эрозии, принимаем 2,0 мм;

$c_{11}$  – прибавка для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки, принимаемая по стандартам или техническим условиям;

$c_{12}$  – прибавка для компенсации максимального утонения при технологических операциях.

Для гнутых отводов, изготавливаемых на трубогибном оборудовании методом наматывания на сектор: на внешней стороне принимают по техническим условиям на изделие, а при отсутствии данных в технических условиях определяют выражением

$$c_{12} = s / (1 + 2R / D_a) \quad (7)$$

По формуле (5) рассчитываем отбраковочную толщину стенки трубопровода  $\varnothing 89 \times 8$  мм:

$$[s] = S_R + c_1 = 0,9 + 1,35 = 2,1 \text{ (мм)}$$

Принятая величина отбраковочной толщины стенки не должна быть меньше минимальной толщины стенки труб ( $s_{min}$ ), принимаемой по таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Для трубопровода  $\varnothing 89 \times 8$  мм минимальная толщины стенки труб  $s_{min} = 2,0$  мм.

Так как по расчету для трубопровода  $\varnothing 89 \times 8$  мм отбраковочная толщина больше минимальной толщины стенки труб ( $s_{min}$ ), то принимаем  $[s] = 2,1$  мм.

Аналогичным образом производим расчет отбраковочных толщин для всех трубопроводов.

Таблица 5.6 – Результаты расчетов отбраковочных толщин стенок технологических трубопроводов кустовых площадок №№19В, 213

Диаметр и толщина стенки, мм	P <sub>рас</sub> , МПа	Марка стали или класс прочности	$(\sigma_{врем})$ , МПа	$R_2^H$ ( $\sigma_{тек}$ ), МПа	Отбраковочная толщина стенки, мм		
					Рассчитанная по формулам (7), (8)	Наименьшая допустимая ( $s_{min}$ ) согласно ГОСТ 32388-2013 (п. 5.5.3)	Принятая
Куст №19В							
Выкидные трубопроводы (Н19, Н62)							
89x5	4,0	20В (К50)	491	343	1,65 (<2,0)	2,0	2,0
Нефтегазосборный трубопровод (Н1)							
89x5	4,0	09ГСФ (К52)	510	353	1,61 (<2,0)	2,0	2,0
159x6	4,0	09ГСФ (К52)	510	353	2,4 (<2,0)	2,0	2,4

Трубопровод реагента (Р)							
32x4	4,0	20В (К50)	491	343	0,92 (<1,0)	1,0	1,0
Дренажный трубопровод (Д1)							
89x5	0,05	20В (К50)	491	343	0,76(<2,0)	2,0	2,0
Трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО)							
89x5	0,2	20В (К50)	491	343	0,8 (<2,0)	2,0	2,0
Трубопровод воздушного патрубка (С)							
108x5	0,05	20В (К50)	491	343	1,02 (<2,0)	2,0	2,0
Высоконапорный водовод (ВВ4)							
114x12	21	20В (К50)	491	343	7,59 (>2,0)	2,0	7,59
168x14	21	20В (К50)	491	343	10,6 (<2,0)	2,0	10,6
Высоконапорный водовод (ВВ5)							
89x9	21	20В (К50)	491	343	5,8(<2,0)	2,0	5,8
Высоконапорный водовод к узлу забора воды (ВВ2)							
89x10	21	20В (К50)	491	343	6,02(<2,0)	2,0	6,02
Куст №213							
Выкидные трубопроводы (Н19, Н62)							
89x5	4,0	20В (К50)	491	343	1,65 (<2,0)	2,0	2,0
Нефтегазосборный трубопровод (Н1)							
89x5	4,0	09ГСФ (К52)	510	353	1,61 (<2,0)	2,0	2,0
114x5	4,0	09ГСФ (К52)	510	353	1,86 (<2,0)	2,0	2,0
Трубопровод реагента (Р)							
32x4	4,0	20В (К50)	491	343	0,92 (<1,0)	1,0	1,0
Дренажный трубопровод (Д1)							
89x5	0,05	20В (К50)	491	343	0,76(<2,0)	2,0	2,0
Трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО)							
89x5	0,2	20В (К50)	491	343	0,8 (<2,0)	2,0	2,0
Трубопровод воздушного патрубка (С)							
108x5	0,05	20В (К50)	491	343	1,02 (<2,0)	2,0	2,0
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата	ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ	
						Лист	
						43	

Высоконапорный водовод (ВВ4)							
114x12	21	20В (К50)	491	343	7,59 (<2,0)	2,0	7,59
Высоконапорный водовод (ВВ5)							
89x9	21	20В (К50)	491	343	5,8(<2,0)	2,0	5,8
Высоконапорный водовод к узлу забора воды (ВВ2)							
89x10	21	20В (К50)	491	343	6,02(<2,0)	2,0	6,02

### 5.11.3 Расчет срока службы трубопроводов

Срок службы трубопровода определяется по величине остаточного ресурса трубопровода, определяемого по формуле:

$$\tau = \frac{S - [s]}{v_{cp}}, \quad (8)$$

где S – принятая толщина стенки трубы, мм;

[s] – отбраковочная толщина стенки трубы, мм,

$v_{cp}$  – средней (общей) скорости коррозии стенки трубы, мм/год.

В соответствии с требованиями ГОСТ 32388-2013 (приложение Д) срок службы трубопроводов не должен превышать 20 лет. Окончательно принимается наименьшее из полученного расчетного или максимально возможного (по ГОСТ) значений сроков службы.

Для выкидных линий, эксплуатируемых без применения ингибиторной защиты по формуле (10):

$$\tau = \frac{8,0 - 2,0}{0,15} = 40,0 \text{ лет.}$$

Так как полученный расчетный срок службы превышает значение по ГОСТ 32388-2013, то проектный назначенный срок службы составит 20 лет.

Аналогичным образом произведены расчеты срока службы других трубопроводов на проектируемых кустах скважин. Результаты расчетов приведены в таблице 5.8.

По достижении указанных сроков эксплуатации, дальнейшая эксплуатация трубопроводов без проведения работ по продлению срока безопасной эксплуатации не допускается.

Таблица 5.7 – Срок службы технологических трубопроводов по ГОСТ 8732-87/ГОСТ 8731-87

Диаметр и толщина стенки, мм	Расчетное давление P <sub>рас</sub> , МПа	Отбраковочная толщина стенки трубопровода, [s], мм	Скорость коррозии, мм/год	Срок службы трубопровода, лет	
				Расчетный	Проектный назначенный
Куст №19В					
Выкидной трубопровод (Н19, Н62)					
89x5	4,0	2,0	0,15	11,0	20
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата
ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ					Лист 44

Нефтегазосборный трубопровод (Н1)					
89x5	4,0	2,0	0,15	11,0	20
159x6	4,0	2,4	0,15	13,0	20
Трубопровод реагента (Р)					
32x4	4,0	1,0	0,15	12,0	20
Дренажный трубопровод (Д1)					
89x5	0,05	2,0	0,15	12,0	20
Трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО)					
89x5	0,2	2,0	0,15	12,0	20
Трубопровод воздушного патрубка (С)					
108x5	0,05	2,0	0,15	12,0	20
Высоконапорный водовод (ВВ4)					
114x12	21,0	7,59	0,15	12,0	20
168x14	21,0	10,6	0,15	12,0	20
Высоконапорный водовод к узлу забора воды (ВВ2)					
89x10	21,0	6,02	0,15	9,0	20
Высоконапорный водовод (ВВ5)					
89x9	21,0	5,8	0,15	13,0	20
Куст №213					
Выкидной трубопровод (Н19, Н62)					
89x5	4,0	2,0	0,15	11,0	20
Нефтегазосборный трубопровод (Н1)					
89x5	4,0	2,0	0,15	11,0	20
114x5	4,0	2,0	0,15	12,0	20
Трубопровод реагента (Р)					
32x4	4,0	1,0	0,15	12,0	20
Дренажный трубопровод (Д1)					
89x5	0,05	2,0	0,15	12,0	20
Трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО)					
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата
ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ					Лист
					45



89x5	0,2	2,0	0,15	12,0	20
Трубопровод воздушного патрубка (С)					
108x5	0,05	2,0	0,15	12,0	20
Высоконапорный водовод (ВВ4)					
114x12	21,0	7,59	0,15	12,0	20
Высоконапорный водовод к узлу забора воды (ВВ2)					
89x10	21,0	6,02	0,15	9,0	20
Высоконапорный водовод (ВВ5)					
89x9	21,0	5,8	0,15	13,0	20

#### 5.11.4 Монтаж и сварка технологических трубопроводов

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления.

Характеристика защитных кожухов технологических трубопроводов на площадке кустов скважин № 19В, 213 представлено в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Характеристика защитных кожухов технологических трубопроводов

Технологические трубопроводы	Диаметр защитного футляра, мм	Материал защитного футляра
Нефтегазосборный трубопровод (Н1)	400	Труба по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80*, сталь 20 гр. В (для кожухов)
Высоконапорный водовод от БКНС (ВВ4)	400	

Монтаж и сварка технологических трубопроводов выполняются с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444 (разделы V.I., V.III.), ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные» (разделы 10, 11, 12).

При монтаже осуществляется входной контроль качества материалов, деталей трубопроводов и арматуры на соответствие их сертификатам, техническим условиям.

При приемке в монтаж сборочных единиц, труб, элементов внешним осмотром проверяется соответствие их требованиям документации.

Перед сборкой трубопроводов для сварки осуществляется визуальный контроль поверхности труб, деталей трубопроводов, запорной арматуры. Обнаруженные дефекты должны быть исправлены.

Сварные соединения оборудования и трубопроводов, сварка которых осуществляется по месту работ, при необходимости подвергаются специальной термической обработке для снятия остаточных напряжений в соответствии с разделом V.III ФниП в ОПБ «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444.

Контроль за коррозионным состоянием трубопроводов обеспечивается диагностикой.

Измерение толщины стенки осуществляется на надземных участках трубопроводов, отводов.

Контроль толщины стенки в каждом месте производится в 4 точках по периметру, а на отводах – не менее чем в 4-6 точках по выпуклой и вогнутой частям. При повторных замерах толщины стенки, точки (места) контроля должны совпадать с точками (местами) контроля при предыдущих ревизиях.

Внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений по обе стороны от шва. Неразрушающему контролю подвергаются наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы.

В процессе производства работ выполняется пооперационный контроль качества сборки и сварки трубопроводов.

Сварка трубопроводов и их элементов, подготовка кромок под сварку, контроль качества сварного шва и объем контроля производятся в соответствии с ГОСТ 32569-2013. Сварочные материалы должны иметь сертификаты и удовлетворять требованиям государственных стандартов и технических условий.

Порядок применения сварочного оборудования, используемого при монтаже арматуры и трубопроводов, соответствует РД 03-614-03, порядок применений сварочных технологий соответствует РД 03-615-03, порядок применения сварочных материалов соответствует Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах», утвержденным приказом ФСЭТАН РФ от 11.12.2020 г. №519.

При разности толщин свариваемых элементов обработка под сварку предусматривается согласно п.6 ГОСТ 16037-80.

В соответствии с ГОСТ 32569-2013 в зависимости от категорий трубопроводов сварные соединения подвергаются контролю качества физическими методами. В таблице 5.10 приведены объемы контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методами в процентах (%) от общего числа сваренных каждым сварщиком (но не менее одного) соединений.

Таблица 5.9 – Категория и объем контроля сварных стыков трубопроводов

Наименование трубопровода	Рраб, МПа	Категория и группа трубопровода	Контроль сварных швов, %
Выкидной трубопровод (Н19, Н62)	до 4,0	I, гр. А(б)	20
Нефтегазосборный трубопровод (Н1)	до 4,0	I, гр. А(б)	20
Трубопровод реагента (Р)	до 4,0	I, гр. А(б)	20

Наименование трубопровода	Рраб, МПа	Категория и группа трубопровода	Контроль сварных швов, %
Дренажный трубопровод (Д1)	атм.	II, гр. А(б)	10
Трубопровод воздушного патрубка (С)	атм.	II, гр. Б(а)	10
Трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО)	атм.	II, гр. А(б)	10
Высоконапорный водовод (ВВ2, ВВ4, ВВ5)	до 21,0	I, гр. В	100

Качество сварных работ достигается:

- качественной подготовкой стыка к сборке, правильной сборкой стыка;
- применением специально подобранных марок сварочных материалов;
- соблюдением определенного теплового режима при выполнении сварки стыка.

К производству сварочных работ допускаются сварщики, прошедшие аттестацию в соответствии с ПБ 03-273-99, РД 03-495-02 и имеющие удостоверение установленной формы.

Сварочное оборудование, применяемое на опасных производственных объектах, должно быть аттестовано согласно РД 03-614-03. Технология выполнения сварки должна быть аттестована согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах», утвержденным приказом ФЭСАН РФ от 11.12.2020 г. №519.

#### 5.11.5 Испытание смонтированных трубопроводов

Выкидные, нефтегазосборный, дренажный трубопроводы, трубопровод воздушного патрубка, после проведения монтажных работ подвергаются испытанию на прочность и плотность согласно требованиям раздела 13 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные».

Перед проведением испытаний необходимо выполнить очистку проектируемых трубопроводов и продувку сжатым воздухом.

Продувка технологических трубопроводов проводится под давлением, равным рабочему, но не более 4 МПа. Продувка технологических трубопроводов, работающих под избыточным давлением до 0,1 МПа или вакуумом, проводится под давлением не более 0,1 МПа, согласно п. 162 ФниП в ОПБ «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444.

Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин.

Во время продувки снимаются диафрагмы, приборы, регулирующая, предохраняющая арматура и устанавливаются катушки и заглушки.

Во время продувки трубопровода арматура, установленная на спускных линиях и тупиковых участках, должна быть полностью открыта, а после окончания промывки или продувки тщательно осмотрена и очищена.

Испытание на прочность и плотность трубопроводов с номинальным давлением до PN10,0 МПа может быть гидравлическим или пневматическим согласно требованиям п. 13.1.12 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные». Как правило, испытание проводят гидравлическим способом.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата



$P_{расч} = 21,0 \text{ МПа}$ ,  $P_{исп} = 1,43 \times P_{расч} = 1,43 \times 21,0 = 30,03 \text{ МПа}$ ;

Согласно п.4.6 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные» за расчетное давление высоконапорных водоводов принимается максимальное, развиваемое центробежной машиной при закрытой задвижке со стороны нагнетания.

Давление в трубопроводе при испытании должно увеличиваться 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 должна поддерживаться при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру.

Во время этого осмотра на трубопроводе должны отсутствовать следы пластической деформации. Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Потребное количество воды для испытания и промывки трубопровода по кусту скважин приведено в таблице 5.10.

Источник воды для очистки полости и гидравлических испытаний трубопроводов согласовывается с цехом ППД.

Таблица 5.10 – Объем воды для испытания и промывки трубопровода

№ куста	Объем воды для испытаний, м <sup>3</sup>	Объем воды для промывки, м <sup>3</sup>	Общий объем воды, м <sup>3</sup>
Куст №19В	6,63	1,17	7,8
Куст №213	14,11	2,49	16,6

После окончания гидравлического испытания трубопровод должен быть полностью опорожнен и продут до полного удаления воды или жидкости.

На технологических трубопроводах предусмотрены дренажи для слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точках для удаления газа согласно п.94 ФНиП в ОПБ «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе находятся в открытом положении и трубопровод полностью освобождается от воды через соответствующие дренажи.

Все трубопроводы групп А, Б(а), Б(б) помимо испытаний на прочность и плотность, должны подвергаться дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания. Трубопроводы, находящиеся в обвязке технологического оборудования, следует испытывать совместно с этим оборудованием. Дополнительное испытание на герметичность проводится воздухом или инертным газом после проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки. Дополнительное испытание на герметичность производится давлением, равным рабочему. Пневматическое испытание рекомендуется проводить в светлое время суток.

### 5.11.6 Обогрев и изоляция технологических трубопроводов и арматуры

Устьевая арматура, трубопроводы обвязки проектных добывающих скважин приняты с электрообогревом греющим кабелем в тепловой изоляции.

Надземные участки трубопроводов высоконапорных водоводов приняты с электрообогревом греющим кабелем в тепловой изоляции.

Для защиты от почвенной коррозии подземные участки технологических трубопроводов, соединительных деталей, сварные швы и защитные кожухи предусматриваются с наружной антикоррозийной изоляцией усиленного типа, выполненной в заводских условиях.

Гидроизоляция сварных швов подземных трубопроводов выполняется с помощью термоусаживающей манжеты «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004.

Для защиты от атмосферной коррозии и поддержания необходимого температурного режима, надземные участки технологических трубопроводов, устьевая и запорная арматура покрываются антикоррозийной и тепловой изоляцией.

Конструкция изоляции надземных трубопроводов, устьевой и запорной арматуры:

- Грунтовка ГФ-21 ГОСТ 25129-2020; Эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76,
- Маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм ГОСТ 21880-2022,
- листы стальные оцинкованные ОЦБ-ПН-НО, S=0,5 мм ГОСТ 19904-90.

При переходе от надземной прокладки к подземной теплоизоляция наносится на 0,5 м ниже поверхности земли.

Перед нанесением покрытия поверхность трубопроводов очищается от окислов металла. Степень очистки должна быть 2 по ГОСТ 9.404-2004, степень обезжиривания –1. Подготовка лакокрасочных материалов и окраска производятся согласно нормативно-технической документации на материалы.

Теплоизоляционные и лакокрасочные материалы должны иметь сертификаты качества, пожарный сертификат, гигиенические заключения.

В теплоизоляции надземных участков, в местах контроля толщины стенки трубопроводов, предусматриваются закрывающиеся окна для проведения дефектоскопии, согласно п.364 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

### 5.11.7 Защита от коррозии

Все технологические трубопроводы на площадке скважин защищаются от наружной (почвенной и атмосферной) коррозии.

Подземные участки выкидных трубопроводов от скважин до УИ-1, УИ-2 (Н19, Н62), дренажные трубопроводы (Д1) предусматриваются с заводским наружным трехслойным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-009-79580093-2010.

Надземные участки выкидных трубопроводов от скважин до УИ-1, УИ-2 (Н19, Н62), дренажные трубопроводы (Д1), трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО), трубопровод воздушного патрубка (С) для защиты от атмосферной коррозии покрываются снаружи грунтовкой ГФ-21 по ГОСТ 25129-2020, затем эмалью ПФ-115 по ГОСТ 6465-76.

Подземные участки нефтегазосборного трубопровода (Н1) предусмотрены трубы с заводским двухслойным внутренним противокоррозионным покрытием на основе эпоксидной

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

порошковой краски и наружным антикоррозионным покрытием в один слой по системе праймер НК-50, лента изоляционная Полилен 40-ЛИ-63 и обертка защитная Полилен 40-ОБ-63.

Надземные участки нефтегазосборного трубопровода (Н1) с заводским двухслойным внутренним противокоррозионным покрытием на основе эпоксидной порошковой краски и для защиты от атмосферной коррозии покрываются снаружи грунтовкой ГФ-21 по ГОСТ 25129-2020, затем эмалью ПФ-115 по ГОСТ 6465-76.

Надземные участки трубопроводов реагента (Р) от передвижной БДР для защиты от атмосферной коррозии покрываются снаружи грунтовкой ГФ-21 по ГОСТ 25129-2020, затем эмалью ПФ-115 по ГОСТ 6465-76.

Надземные участки высоконапорных водоводов предусматриваются для защиты от атмосферной коррозии покрываются снаружи грунтовкой ГФ-21 по ГОСТ 25129-2020, затем эмалью ПФ-115 по ГОСТ 6465-76.

Защита сварных швов подземных трубопроводов выполняется с помощью термоусаживающей манжеты «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004.

Характеристика внутреннего и наружного покрытия трубопроводов представлена в таблице 5.4.

Для защиты сварного стыка трубопроводов с заводской изоляцией от внутренней коррозии предусматривается использование изолирующих втулок.

Соединительные детали трубопроводов выполняются из сталей, аналогичных материалу труб, применяемых в проекте, с покрытием, аналогичным покрытию труб.

Оценка состояния защитных покрытий осуществляется в процессе нанесения их на заводе и при приемке сооружаемого трубопровода в эксплуатацию в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в ГОСТ Р 51164-98 гл.6.

Арматура и надземные участки трубопроводов (без заводского покрытия) покрываются двумя слоями эмали по двум слоям грунтовки с последующей теплоизоляцией. При переходе от надземной прокладки трубопроводов к подземной теплоизоляция наносится на 0,5 м ниже поверхности земли. Подземные участки теплоизоляции покрываются лентой - 1 слой для гидроизоляции.

Теплоизоляционные и лакокрасочные материалы должны иметь сертификаты качества, пожарный сертификат, гигиенические заключения. Работы по тепловой изоляции выполняются в соответствии с требованиями СНиП 12-04-2002 после испытания трубопроводов на прочность и плотность, и устранения всех обнаруженных при этом дефектов и нанесения антикоррозионного покрытия. Принятые проектом решения по установке блока дозирования реагента, позволяющие обеспечить ввод различных видов химических реагентов, применение труб с увеличенной толщиной стенки по сравнению с расчетной, а также применение труб с внутренним покрытием для нефтегазосборного коллектора способствуют уменьшению удельной аварийности трубопровода, и как следствие, уменьшению разливов нефти и выбросов загрязняющих веществ.

Поэтому общая скорость коррозии трубопроводов будет лимитироваться скоростями их внутренней коррозии (в зависимости от агрессивности перекачиваемой среды, наличия или отсутствия защитных покрытий, применения ингибиторной защиты и т.д.).

### **5.11.8 Сдача-приемка смонтированных трубопроводов**

Сдача-приемка трубопроводов после монтажа осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 (раздел 13.6).

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

До начала пусконаладочных работ готовится необходимая документация, в том числе свидетельство о монтаже.

Исполнительный чертеж участка, прилагаемый к свидетельству, выполняется в аксонометрическом изображении в границах присоединения к оборудованию или запорной арматуре, без масштаба. Он должен содержать нумерацию элементов трубопровода и нумерацию сварных соединений с выделением монтажных швов. Для трубопроводов, подлежащих изоляции или прокладываемых в непроходных каналах, указывается расстояние между сварными соединениями. Нумерация сварных соединений на исполнительном чертеже и в свидетельстве о монтаже должна быть единой.

К исполнительному чертежу прикладывается спецификация на детали и изделия, применяемые при изготовлении и монтаже трубопровода.

Перечни скрытых работ при монтаже технологических трубопроводов указываются в документации. Освидетельствование скрытых работ следует производить перед началом последующих работ.

Перечень документов на сборочные единицы, детали и материалы, применяемые при монтаже трубопровода, включают в состав свидетельства о монтаже.

Комплектовать свидетельство о монтаже участков трубопроводов следует на технологический блок или технологический узел, указанный в проекте, и необходимо прилагать к нему все акты, протоколы, паспорта, сертификаты, чертежи и другие необходимые документы.

#### **5.11.9 Опознавательная окраска**

Опознавательная окраска проектируемых объектов и трубопроводов выполняется согласно требованиям ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

Опознавательная окраска нефтегазосборных коллекторов, выкидных трубопроводов и трубопроводов дренажа – коричневый цвет.

Опознавательная окраска фланцевых соединений, штурвалов арматуры – красный цвет.

Стрелка направления потока жидкости (газа) – красный цвет.

Опознавательная окраска трубопроводов выполняется сплошной по всей поверхности или отдельными участками.

Для обозначения наиболее опасных по свойствам транспортируемых веществ на трубопроводы наносятся предупреждающие цветные кольца.

Для обозначения трубопроводов с взрывоопасными, огнеопасными веществами дополнительно к цветным предупреждающим кольцам применяются предупреждающие знаки, которые имеют форму треугольника.

Направление потока вещества, транспортируемого по трубопроводу, указывается стрелками, наносимыми непосредственно на трубопровод (изоляцию трубопровода).

Надписи и предупреждающие знаки располагаются в наиболее ответственных пунктах коммуникаций (на ответвлениях, у мест соединений, на вводах и выводах из производственных зданий и т.д.).

Сигнальные цвета и знаки безопасности предназначаются для привлечения внимания, работающих к непосредственной опасности, предписания и разрешения определенных действий с целью обеспечения безопасности, а также для необходимой информации.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата



Знаки безопасности устанавливаются на территории предприятий, в производственных помещениях, на производственном оборудовании.

Горловина дренажной подземной емкости ДЕ-1, ДЕ-2 окрашивается в черный цвет.

						ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата		54

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

На момент строительства, эксплуатации и ремонтных работ, для обеспечения технологических и технических процессов на кустовой площадке, будет применяться существующее штатное вспомогательное оборудование и автотранспортные средства, имеющиеся в строительно-монтажных организациях генподрядчика.

Все грузоподъемное оборудование, транспортные средства и механизмы зарегистрированы в территориальном органе Ростехнадзора и должны иметь допуск к работе.

Потребность в строительных машинах и механизмах определяется на основании физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин.

Вспомогательное оборудование, в том числе грузоподъемное оборудование, транспортные средства и механизмы для эксплуатации скважин в проектной документации не предусмотрены.

## **7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям**

Идентификация проектируемого объекта осуществляется в соответствии с требованиями Федерального закона от 29.12.2004 № 190-ФЗ (ст. 48.1, ст. 49), Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент безопасности зданий и сооружений» (ст. 4), Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ (приложения 1, 2).

Согласно пункту 1 приложения 2 Федерального закона от 21.07.1997 № 116 классы опасности опасных производственных объектов, указанных в пункте 1 приложения 1 к настоящему Федеральному закону (за исключением объектов, указанных в пунктах 2, 3 и 4 настоящего приложения), устанавливаются исходя из количества опасного вещества или опасных веществ, которые одновременно находятся или могут находиться на опасном производственном объекте.

Согласно Федеральному закону от 21.07.1997 № 116-ФЗ (приложение 2 (п. 1, 3)), расчетами, приведенными в разделе «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», с введением в эксплуатацию проектируемого куста скважин суммарное количество опасного вещества, обращающегося на промысловых трубопроводах (по нефти), на ОПО не превысит 200 т, класс опасности не изменится.

В соответствии со ст. 14, ч. 2, 3, приложением 2 (таблица 2) Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ, разработка декларации промышленной безопасности не требуется, в связи с тем, что технические решения, заложенные в проектной документации, не попадают под критерии, определяющие принадлежность объектов к ОПО I и II класса опасности.

В качестве основных мероприятий по обеспечению промышленной безопасности в проекте предусматриваются:

- герметичность всей аппаратуры и трубопроводов;
- герметизированная схема сбора, подготовки, транспорта нефти, газа с целью предотвращения выделений взрывоопасных и вредных паров и газов в атмосферу и производственные помещения;
- класс герметичности запорной арматуры А по ГОСТ 9544–2015, климатическое исполнение «ХЛ1» по ГОСТ 15150-69.
- обеспечение прочности конструкций и материалов эксплуатируемого оборудования и трубопроводов в рабочем диапазоне температур и давлений, а также обеспечение их коррозионной стойкости к рабочей среде;
- параметры эксплуатации аппаратов, оборудования, не выходящие за пределы технических условий или паспортов;
- выбор толщины стенок трубопроводов, более чем расчетные;
- контроль сварных стыков;
- испытание трубопроводов после строительства и периодические испытания в процессе эксплуатации;
- установка опознавательных знаков;
- молниезащита и заземление;

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

- принятие категорий взрывоопасных и пожароопасных зон в помещениях и наружных площадках установки, категории и группы взрывоопасных смесей по СП 12.13130.2009;
- определение границ взрывоопасных зон согласно ПУЭ, ГОСТ 31610.20-1-2020 и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- электрооборудование блочно-комплектных сооружений, имеющие уровень взрывозащиты «Взрывобезопасное электрооборудование»; вид взрывозащиты «Взрывонепроницаемая оболочка» согласно ПУЭ (п.п. 7.3.32, 7.3.33, 7.3.37);
- защитные футляры с целью предотвращения повреждений участков трубопроводов в местах проезда транспортных средств;
- рекультивация нарушенных земель и передача землепользователю временной полосы отвода после окончания строительства.

Источниками информации являются датчики, контрольно-измерительные приборы.

На рассматриваемом комплексе потенциальную опасность представляют пожары пролива при разгерметизации оборудования и трубопроводов при появлении источников зажигания.

Процесс сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляемый на месторождениях, связан с рядом опасных факторов: высокое давление в аппаратах и трубопроводах, токсичность и взрывопожароопасность больших объемов, перекачиваемых нефти и газа, наличие динамического оборудования, коррозионная агрессивность попутно - добываемых вод. Все это создает опасность для обслуживающего персонала.

Разлив нефти и выброс в воздух рабочей зоны попутного газа в случае разгерметизации трубопроводов и оборудования, в результате нарушения правил эксплуатации, норм технологического режима, порядка проведения ремонтных работ создает опасность загрязнения окружающей среды и отравления персонала.

Попутный нефтяной газ способен в смеси с атмосферным воздухом образовывать взрывоопасные смеси, которые могут самовоспламеняться и взрываться и тем более при наличии огня или искры. Взрыв или возгорание транспортируемого углеводородного сырья может привести к серьезным разрушениям наземных сооружений и зданий, а также травматизму персонала.

Наличие высокого давления в аппаратах, трубопроводах и превышение его норм, предусмотренных технологическим режимом, может привести к разрыву емкостного оборудования, что также опасно для жизни персонала.

Наиболее опасными местами являются канализационные колодцы, технологические емкости, различное электрооборудование, места отбора проб. Наиболее опасными операциями являются установка или снятие заглушек, ремонт трубопроводов, запорной арматуры, пропаривание трубопроводов, чистка внутренней поверхности аппаратов, проведение огневых работ, ремонт электрооборудования.

Вредными веществами на участке являются нефть, попутный нефтяной газ, минерализованная пластовая вода, применяемые химреагенты.

Категория и класс пожарной и взрывопожарной опасности проектируемых объектов представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Категория и класс пожарной и взрывопожарной опасности проектируемых объектов (кусты 19В и №213)

Наименование объекта	Класс пожара по Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности № 123-ФЗ	Категория по пожарной взрывопожарной опасности по СП 12.13130.2009	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон по Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности № 123-ФЗ	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 31610.20-1-2020	
<b>Куст №19В</b>					
Нефтяные скважины (13 шт.)	В	АН	2	ПА-Т3	
Нагнетательные скважины (11 шт.)	В	АН	2	ПА-Т3	
Установка измерительная (2 шт.)	–	А	–	–	
Помещение установки измерительной	В	А	2	ПА-Т3	
Блок гребенок (2 шт.)	–	Д	–	–	
Помещение блока гребенок	–	Д	–	–	
Передвижной БДР (сущ.)	–	А	–	–	
Технологический отсек БДР	В	А	2	ПА-Т3	
Аппаратурный отсек БДР	Е	В4	–	–	
Емкость подземная дренажная	В	АН	2	ПА-Т3	
Площадка под силовое электрооборудование	В, Е	ВН	П-III	–	
КТП	В, Е	ВН	П-III	–	
Блок автоматики (2 шт.)	–	Д	–	–	
Помещение блока автоматики	Е	В4	–	–	
<b>Куст №213</b>					
Нефтяные скважины (14 шт.)	В	АН	2	ПА-Т3	
Нагнетательные скважины (10 шт.)	В	АН	2	ПА-Т3	
Установка измерительная (2 шт.)	–	А	–	–	
Помещение установки измерительной	В	А	2	ПА-Т3	
Блок гребенок (2 шт.)	–	Д	–	–	
Помещение блока гребенок	–	Д	–	–	
Передвижной БДР (сущ.)	–	А	–	–	
Технологический отсек БДР	В	А	2	ПА-Т3	
ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ					
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Наименование объекта	Класс пожара по Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности № 123-ФЗ	Категория по пожарной взрывопожарной опасности по СП 12.13130.2009	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон по Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности № 123-ФЗ	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 31610.20-1-2020
Аппаратурный отсек БДР	Е	В4	–	–
Емкость подземная дренажная	В	АН	2	ПА-Т3
Площадка под силовое электрооборудование	В, Е	ВН	П-III	–
КТП	В, Е	ВН	П-III	–
Блок автоматики (2 шт.)	–	Д	–	–
Помещение блока автоматики	Е	В4	–	–

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ

Лист

59

## 8 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала

Обслуживание проектируемых сооружений и оборудования предусматривается существующим персоналом, увеличение штатной численности работников не требуется.

Проектируемые объекты не требуют постоянного присутствия персонала.

Проектируемые объекты будут обслуживаться бригадой по добыче нефти и газа ЦДНГ-8 ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», а также работниками сервисной организации.

Место базирования работников – база ЦДНГ-8. База ЦДНГ-8 расположена в вахтовом поселке Кочевского месторождения.

Оперативно-диспетчерская связь между работниками осуществляется по сети радиотелефонной связи стандарта TETRA. Для работников предусмотрены взрывозащищённые носимые радиостанции, а также связь осуществляется посредством мобильной связи.

Режим работы персонала – посменный, количество смен – 2, смена – 12 часов в сутки. В течение рабочей смены работнику предоставляется перерыв для отдыха и питания, который не может быть более двух часов и менее 30 минут. Конкретная продолжительность такого перерыва устанавливается правилами внутреннего трудового распорядка.

Чередование периодов работы и отдыха на протяжении цикла трудовой деятельности формирует режим труда и отдыха. Он отражается в регламентированном графике выходов на работу в течение недели, месяца, года.

Места приложения труда эксплуатационного персонала значительно удалены от мест постоянного проживания работников, поэтому предусматривается применение вахтового метода организации работ (15 дневная вахта).

Вахтовый метод предполагает формирование вахт в базовых пунктах и их доставку автотранспортом для работы и отдыха в пункты временного проживания на период вахт.

Для доставки обслуживающего персонала, универсального набора инструментов, приспособлений, механизмов, защитных средств, материалов, необходимых для проведения технического осмотра, текущих и аварийных работ на временные рабочие места, участки используются специально оборудованные для этих работ автомобили.

Данные о численности работников приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Численный и профессионально квалификационный состав обслуживающего персонала кустов скважин

Профессия (должность) работającego	Группа производст- венного процесса	Общесписоч- ный состав (на две вахты)	Состав одной вахты		
			Всего на одну вахту	Максиму м в смену	Количество смен
Оператор по добыче нефти газа	1б, 2г	2	1	1	1
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата
ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ					Лист
					60

Слесарь-ремонтник	1б, 2г	2	1	1	1
Сервисная организация Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	2г	2	1	1	1
Слесарь по контрольно- измерительным приборам и автоматики	1б, 2г	2	1	1	1
Всего:		8	4	4	

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения: по квалификации и профессиям, числу работающих, уровню специализации, механизации и автоматизации работ, количеству обслуживаемого оборудования и др.

Рабочие места временного пребывания персонала оснащаются средствами связи, оборудованием, контрольно-измерительными приборами, вычислительной техникой, инструментом, инвентарем, материалами и запчастями, кроме того, все производственные помещения снабжены медицинскими аптечками.

Планировка и оснащение рабочих мест выполнены с учетом организации наиболее удобных и безопасных условий труда при монтаже, обслуживании и ремонте оборудования.

Данные об оснащении рабочих мест приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Оснащение рабочих мест временного пребывания персонала

Профессия работающего	Оснащение рабочего места организационной оснасткой
Оператор по добыче нефти и газа	Набор инструмента и приспособлений для обслуживания наземного оборудования эксплуатационных скважин
Слесарь-ремонтник	Набор инструментов слесаря-ремонтника
Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	Набор инструмента слесаря-электрика, необходимый набор диагностических средств и приборов
Слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике	Набор инструментов слесаря КИП и А

Примечание – Применяемые инструменты и приспособления должны быть искробезопасного исполнения.

Постоянное присутствие персонала на проектируемых объектах не требуется, персонал лишь совершает периодические объезды (обходы), во время которых производит осмотр и обслуживание оборудования. При выполнении периодического обслуживания кустов скважин, удаленных от стационарных пунктов обогрева более чем на 150 м, санитарно-бытовое обеспечение предусмотрено в устройстве передвижного исполнения (в специализированном автотранспорте с помещением для обогрева и санузлом).

						ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата		61



Рабочие обеспечены необходимыми бытовыми помещениями, питанием, водой питьевого качества, отдыхом и медицинским обслуживанием в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации и СП 44.13330.2011.

В вахтовом поселке расположено общежития, оборудованные туалетными комнатами, умывальниками, душевыми и сушилками. Также в поселке есть столовая, оборудованная умывальником и туалетной комнатой.

В вахтовом поселке месторождения имеется медпункт, обслуживаемый 1 фельдшером.

В соответствии со статьей 221 Трудового кодекса Российской Федерации на работах с вредными и опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, выдаются сертифицированные средства индивидуальной защиты, в соответствии с нормами, утвержденными в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Выдача спецодежды проводится согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» (утвержденных Приказом Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 09.12.2009 г. № 970н).

Дополнительно выдаваемая одежда и обувь для наружных работ зимой и сроки их носки должны соответствовать условиям климатического пояса, к которому относится Тюменская область. Предусмотренные в Типовых отраслевых нормах теплая специальная одежда и теплая специальная обувь (костюмы на утепляющей прокладке, куртки и брюки на утепляющей прокладке, костюмы меховые, валенки, шапки-ушанки, рукавицы меховые и др.) должны выдаваться работникам с наступлением холодного времени.

При выполнении работ, при которых возможно образование концентраций вредных газов и паров выше допустимых санитарных норм (отборе проб, работе с химическими реагентами, аварийных ситуациях), работники должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД): изолирующими противогазами и противопылевыми респираторами.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

## **9 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий), и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях**

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют государственным нормативным требованиям охраны труда действующих на территории РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов.

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважины связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ – попутного нефтяного газа и нефти, их токсичность.

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88, для каждого производственного участка должны быть определены вещества, которые могут выделяться в воздух рабочей зоны. При наличии в воздухе нескольких вредных веществ контроль воздушной среды допускается проводить, ориентируясь на наиболее опасные и характерные вещества, установленные органами государственного санитарного надзора.

Работа в условиях превышения гигиенических нормативов является нарушением законов Российской Федерации: «Основ законодательства Российской Федерации об охране здоровья граждан», «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», «Об основах охраны труда в Российской Федерации».

Уменьшение вредного действия неблагоприятных факторов производственной среды и трудового процесса на работающий персонал может происходить за счет снижения времени их действий: введение внутрисменных перерывов, увеличение продолжительности отпуска, ограничение стажа работы в данных условиях, выдачей бесплатно молока или других равноценных продуктов.

Проектом предусмотрен необходимый объем мероприятий по технике безопасности и охране труда, а также противопожарные мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию запроектированных объектов.

Проектируемые объекты и сооружения размещаются на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, взрыве или пожаре не могут для них представлять серьезной опасности.

Класс условий труда работников, обслуживающих площадку скважины определен согласно Р 2.2.2006-05 «Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» с учетом всех показателей трудового процесса и приведен в таблице 10.1.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Таблица 10.1 - Класс условий труда рабочих, обслуживающих площадку скважины

Фактор	Класс условий труда					
	Оптимальный	Допустимый	Вредный			
Химический	-	≤ ПДК	-	-	-	-
Вибрация общая	-	≤ ПДУ	-	-	-	-
Шум	-	≤ ПДУ	-	-	-	-
Неионизирующие излучения (ЭМИ)	-	≤ ПДУ	-	-	-	-
Ионизирующие излучения	-	-	-	-	-	-
Микроклимат	-	-	-	-	Ia (особый)	-
Освещение	-	Ен (норматив)				
Тяжесть труда	-	2	-	-	-	-
Напряженность труда	-	2	-	-	-	-
Общая оценка условий труда	-	+	-	-	-	-

Условия труда по всем критериям, за исключением микроклимата, относятся ко 2 классу труда – допустимые условия труда.

В целях защиты работающих от возможного перегревания или охлаждения, при температуре воздуха на рабочих местах выше или ниже допустимых величин, время пребывания на рабочих местах (непрерывно или суммарно за рабочую смену) должно соответствовать допустимым параметрам микроклимата согласно требованиям СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» (п.29, таблица 5.2). При этом среднесменная температура воздуха, при которой работающие находятся в течение рабочей смены на рабочих местах и местах отдыха, не должна выходить за пределы допустимых величин температуры воздуха для соответствующих категорий работ.

Необходимо предусматривать регламентированные перерывы на обогрев (не более чем через 2 часа пребывания на открытой территории).

При температуре воздуха минус 40 °С и ниже необходима защита органов дыхания.

Работники должны обеспечиваться горячим питьем.

Персонал, работающий на открытых территориях независимо от периода года, должен быть обеспечен специальной теплой одеждой и теплой обувью в соответствии с типовыми нормами.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

## 9.1 Шум и вибрация на рабочих местах

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления L в дБА в октавных полосах со среднегеометрическими частотами.

Характеристикой непостоянного шума на рабочих местах является интегральный критерий - эквивалентный (по энергии) уровень звука.

Степень вредного влияния вибрации (периодических колебаний до звуковой частоты) определяется величиной колебательных скоростей и ускорений. По способу передачи на человека вибрация подразделяется на:

- общую, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека;
- локальную, передающуюся через руки человека.

Применяемое технологическое оборудование на площадке скважин не является источниками шума и вибрации превышающих допустимые уровни, установленные санитарными правилами и нормами СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».

В период бурения на площадке скважин источниками шума и вибрации могут быть буровые установки в условиях бурения скважин, передвижные подъемные и насосные установки в период ремонтов.

В период эксплуатации среди технологического оборудования основным источником шума является передвижной блок дозирования реагентов БДР, оборудованный дозировочным электронасосом. Постоянным источником шума может также считаться и глубинный насос ЭЦН, шум от которого полностью поглощается ввиду его подземной установки.

Допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот и эквивалентные уровни звука на рабочих местах должны соответствовать требованиям СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» (п.36).

Высокие уровни шума в сочетании с другими вредными факторами производства, такими как повышенная температура воздуха, вибрация, инфразвук, приводят к повреждению слуха, к нарушению регулирующей функции нервной и сердечно-сосудистой систем и пр. Вызывают расстройства нервной системы и другие нарушения, связанные с воздействием шума.

К средствам коллективной защиты рабочих мест от шума технологического оборудования, предусмотренных конструкцией этого оборудования, относят: защитные кожухи заводского исполнения, шумо-вибропоглощающие основания, шумопоглотители и т.д.

В соответствии с СП 51.13330.2011 «Защита от шума» (п.п. 6.3, табл.1) предельно допустимый уровень звука для помещений с постоянными рабочими местами производственных предприятий, территорий предприятий с постоянными рабочими местами составляет 80 дБА.

Уровень основного источника шума при эксплуатации скважины – блоков дозирования химреагентов, не превышает 67 дБА согласно ТУ 3632-007-00217633-97. В связи с

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ

Лист

65

вышеперечисленным необходимо предусматривать средства коллективной защиты рабочих мест от шума технологического оборудования отсутствует.

## 9.2 Эксплуатация объектов электроснабжения

Эксплуатация объектов электроснабжения должна проводиться в соответствии с требованиями:

- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП);
- Правил устройств электроустановок (ПУЭ);
- Инструкций заводов-изготовителей.

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы, удостоверение о проверке знаний норм и правил работы в электроустановках.

Электроустановки должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

Электроустановки должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководством организации и закрепляется соответствующим распоряжением.

В электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа персонала, единолично обслуживающие электроустановки, или старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности IV, остальные работники в смене - III.

В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, обслуживающие электроустановки, должны иметь III группу по электробезопасности.

При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями (требования к установке ограждений приведены в Правилах устройства электроустановок) или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 1 «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (приказ Минтруда и социальной защиты РФ от 15.12.2020 года №903н). Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок.

Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении.

Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки.

Под напряжением и под нагрузкой допускается заменять: предохранители во вторичных цепях, предохранители трансформаторов напряжения и предохранители пробочного типа.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться:

- в электроустановках напряжением выше 1000 В - изолирующими клещами (штангой) с применением диэлектрических перчаток и средств защиты лица и глаз;

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата



До начала работ по включению и наладке электрооборудования необходимо выполнить технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работающих:

- принять меры против ошибочного его включения или самовключения;
- установка временных ограждений и вывешивание предупредительных плакатов;
- присоединение переносного заземления к заземляющей шине и проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях, которые с целью безопасности производства работ подлежат замыканию накоротко и заземлению;
- наложение переносных заземлений.

При оперативном обслуживании оборудования распределительных сетей 0,4 - 20 кВ и подстанций 35/6 кВ могут иметь место следующие опасные и вредные производственные факторы:

- повышенное значение напряжения электрической цепи;
- движущиеся машины и механизмы;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли.

### 9.3 Освещение

Проектом предусматриваются следующие виды освещения (на напряжение 220 В):

- рабочее;
- ремонтное (на напряжение не выше 50 В).

Выбор освещенности произведен в соответствии с требованиями СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

Выбор типов светильников выполнен в зависимости от назначения помещений, характеристики среды и высоты подвеса светильников.

Осветительная сеть выполняется трехпроводной (фазный, нулевой рабочий и нулевой защитный проводники).

Электроосвещение блочно-комплектных установок выполнено заводами изготовителями блоков и поставляется комплектно.

В качестве источников света принимаются светильники со светодиодными лампами.

В случае проведения ремонтных работ в ночное время силами выездной оперативной бригады используются переносные светильники взрывозащищенного исполнения.

Для наружного освещения площадок скважин на проектируемой прожекторной мачте предусмотрена установка светодиодных прожекторов. Управление наружным освещением осуществляется автоматически.

В блочно-модульных зданиях заводом-изготовителем предусматривается в соответствии с нормируемым уровнем освещенности рабочее освещение, аварийное освещение, наружное освещение входов и прилегающей ко входам территории.

Минимальная освещенность для аппаратного блока УИ принята не менее 150 лк.

Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости для проездов с интенсивностью движения от 10 до 50 ед/ч принята не менее 2 лк, для пешеходных дорожек с интенсивностью движения от 20 до 100 ед/ч не менее 1 лк, для пожарных проездов не менее 0,5 лк, для площадок лестниц и переходных мостиков не менее 3 лк.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Общая освещенность наружного освещения принята 2 лк (разряд зрительной работы XIV) 5 лк (разряд зрительной работы XIII) 50 лк (разряд зрительной работы IX) в соответствии со СП 52.13330.2016.

В соответствии с Руководством Р 2.2.2006-05 и таблицей 10.2 определяется класс условий труда в зависимости от параметров световой среды производственных помещений – класс 2 (допустимый), что представлено в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Класс условий труда в зависимости от параметров световой среды производственных помещений

Фактор, показатель	Класс условий труда				
	Допустимый	Вредный - 3			
		1 ст.	2 ст.	3 ст.	4 ст.
	2	3.1	3.2	3.3	3.4
Естественное освещение:					
Коэффициент естественной освещенности (КЕО, %)	+	-	-	-	-
Искусственное освещение:					
Освещенность рабочей поверхности (Е, лк) для разрядов зрительных работ:	I-IV, VII	+	-	-	-
	V, VI, VIII-XIV	+	-	-	-
Показатель ослепленности (Р, отн. ед.)	+	-	-	-	-
Коэффициент пульсации освещенности (Кп, %)	+	-	-	-	-
Яркость (L, кд/ м2)	+	-	-	-	-
Неравномерность распределения яркости (С, отн. ед)	+	-	-	-	-

#### 9.4 Качество воздуха

Вредное действие химических веществ на обслуживающий персонал определяется как свойствами самого вещества, так и особенностями организма человека:

- общетоксические химические вещества вызывают расстройство нервной системы, мышечные судороги, нарушают структуру ферментов, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином;
- раздражающие вещества воздействуют на слизистые оболочки, верхние и глубокие дыхательные пути;
- сенсibiliрующие вещества (аллергены) повышают чувствительность организма к химическим веществам.

Результаты расчета концентрации вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации проектируемых объектов, приведены в томе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».



Максимальные концентрации вредных веществ на границе рабочей зоны персонала (возле устья скважины и передвижного БДР) незначительны и не превышают ПДК. Расчет их нецелесообразен, т.к. значение критерия целесообразности, как основного показателя проведения расчета, менее 0,1. Ввиду не превышения концентраций загрязняющих веществ на границе рабочей зоны предельно допустимых значений, согласно СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», обеспечивается допустимый класс условий труда.

Источники выбросов вредных веществ в атмосферу при эксплуатации проектируемых объектов приведены в томе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

В период эксплуатации, при безаварийном технологическом режиме функционирования проектируемых объектов, концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превышают установленных нормативно допустимых уровней влияния на атмосферу и не представляют угрозы для здоровья обслуживающего персонала.

В соответствии с Р 2.2.2006-05 определен класс условий труда в зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ, представленный в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Определен класс условий труда в зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ

Фактор, показатель	Класс условий труда					
	Допустимый	Вредный				Опасный
	2	3.1	3.2	3.3	3.4	4
Вредные вещества в воздухе рабочей зоны	+	-	-	-	-	-

### 9.5 Обеспечение специальной одеждой и другими средствами индивидуальной защиты

В соответствии со ст. 221 Трудового кодекса Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами, которые устанавливаются в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

Средства защиты работающих должны обеспечивать предотвращение или уменьшение действия опасных и вредных производственных факторов, не должны быть источником опасных и вредных производственных факторов, должны отвечать требованиям технической эстетики и эргономики.

Выбор конкретного типа средства защиты работающих должен осуществляться с учетом требований безопасности для данного процесса или вида работ.

Средства индивидуальной защиты не должны изменять своих свойств, при их стирке, химчистке и обеззараживании.

Средства индивидуальной защиты должны иметь инструкцию с указанием назначения и срока службы изделия, правил его эксплуатации и хранения.

Выдаваемые работникам средства индивидуальной защиты должны соответствовать их полу, росту и размерам, характеру и условиям выполняемых работ и обеспечивать безопасность труда.

Все работающие должны быть обеспечены специальной одеждой, специальной обувью и средствами индивидуальной защиты с учетом профессии и видам выполняемых работ в соответствии с:

- Приказом Минздравсоцразвития РФ от 29.10.2021 г. №767. «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»;

- Постановлением Минтруда от 31.12.1997 г. № 70 «Об утверждении норм бесплатной выдачи работникам теплой специальной одежды и теплой специальной обуви по климатическим поясам, единым для всех отраслей экономики (кроме климатических районов, предусмотренных особо в типовых отраслевых нормах бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам морского транспорта; работникам гражданской авиации; работникам, осуществляющим наблюдения и работы по гидрометеорологическому режиму окружающей среды; постоянному и переменному составу учебных и спортивных организаций Российской оборонной спортивно-технической организации (РОСТО)».

Дополнительно выдаваемая одежда и обувь для наружных работ зимой и сроки их носки должна соответствовать условиям особого климатического пояса, к которому относится район расположения Южно-Графского месторождения.

Нормируемые средства индивидуальной защиты - средства индивидуальной защиты, выдача которых для данной профессии (должности) и выполняемой работы предусмотрена «Типовыми нормами бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в организациях нефтегазового комплекса».

Ненормируемые средства индивидуальной защиты - средства индивидуальной защиты, выдача которых для данной профессии (должности) не предусмотрена Типовыми нормами, но необходима для выполнения конкретной работы. Выдаются сверх «Типовых норм бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в организациях нефтегазового комплекса»

Предусмотренные в Типовых отраслевых нормах дежурные средства индивидуальной защиты коллективного пользования, должны выдаваться работникам только на время выполнения тех работ, для которых они предусмотрены.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Сроки носки СИЗ исчисляются со дня фактической выдачи их работникам. При этом в сроки носки утепленной специальной одежды и утепленной специальной обуви включается и время ее хранения в теплое время года.

Не могут применяться неисправные СИЗ, а также СИЗ, сроки носки которых истекли.

Для защиты головы от ударов случайными предметами необходимо при выполнении работы носить защитную каску.

### **9.6 Средства индивидуальной защиты органов дыхания**

При выполнении работ, при которых возможно образование концентраций вредных газов и паров выше допустимых санитарных норм (работе с химическими реагентами, в замкнутом пространстве аварийных ситуациях и др), работники должны обеспечиваться соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

При выборе СИЗОД необходимо учитывать, концентрации вредных веществ, содержание кислорода, температуру и влажность воздуха; трудоемкость выполняемой работ (легкая, средняя или тяжелая) и местоположение рабочего в опасной зоне.

Методы обеспечения индивидуальной защиты органов дыхания от воздействия окружающей воздушной среды:

- очистка воздуха (фильтрующие СИЗОД);
- подача чистого воздуха или дыхательной смеси на основе кислорода от какого-либо источника (изолирующие СИЗОД).

Запрещается использовать фильтрующие противогазы при проведении газоопасных работ и работах в замкнутом пространстве.

Если состав газа неизвестен или их концентрация выше максимально допустимой, применяются только изолирующие противогазы.

Проведение газоопасных работ при наличии высоких концентраций газов или паров на рабочем месте и недостатке кислорода для дыхания (газоопасных местах) должно выполняться с применением изолирующих СИЗОД (шланговых противогазов без принудительной, или с принудительной подачей чистого воздуха марки ПШ-1, ПШ-2).

### **9.7 Средства защиты органов слуха**

Для защиты от шума применяются индивидуальные средства защиты органов слуха: противошумовые шлемы, наушники, вкладыши «беруши».

Работы с использованием средств защиты органов слуха:

работы в зоне, где использование средств защиты органов слуха обязательно (обозначенной табличками);

особые виды работ, при выполнении которых уровень воздействия шума превышает 80 дБ (А): эксплуатация технологического оборудования и ручного инструмента и другие, в соответствии с перечнем выдачи работникам положенных СИЗ.

### **9.8 Средства защиты органов зрения**

При опасности попадания в глаза инородных тел, вредных жидкостей, паров или газов, раздражения глаз сильным световым излучением, работающие должны пользоваться защитными очками.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Для защиты от пыли и брызг применяются защитные очки, плотно прилегающие к лицу оправой из металла, кожи или пластмассы. Защитные очки находятся в индивидуальном пользовании рабочего.

### **9.9 Средства защиты от падения с высоты**

Работы, связанные с опасностью падения работающего с высоты, должны проводиться с применением средства защиты от падения. Наиболее распространёнными средствами защиты являются предохранительные пояса, ремни безопасности, многоточечные (лямочные) предохранительные пояса, карабины безопасности, предохранительные блокирующие устройства.

### **9.10 Средства защиты от поражения электрическим током**

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать: указатели напряжения, изолирующие штанги и клещи, переносные и стационарные заземляющие устройства, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками. К средствам защиты от поражения электрическим током относятся диэлектрические перчатки, диэлектрические галоши, диэлектрические коврики.

### **9.11 Средства дерматологические защитные**

К средствам дерматологической защиты относятся защитные мази, очистители кожи, репаративные средства.

### **9.12 Средства защиты от загрязнения**

На работах, связанных с загрязнением, работникам выдается мыло. На работах, связанных с трудно смываемыми загрязнениями, маслами, смазками, нефтепродуктами, клеями, битумом, химическими веществами раздражающего действия и др., выдаются защитные, регенерирующие и восстанавливающие кремы, очищающие пасты для рук.

Бесплатная выдача работникам смывающих и обезвреживающих средств производится в соответствии с «Типовыми нормами бесплатной выдачи работникам смывающих и (или) обезвреживающих средств», утвержденными приказом Минздравсоцразвития России от 17.12.2010 г. № 1122н.

Перечень профессий и должностей работников на бесплатное получение смывающих и обезвреживающих средств устанавливается работодателем.

К самостоятельной работе допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Обслуживающий персонал должен проходить обучение, инструктаж, и проверку знаний по охране труда.

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при возможных аварийных ситуациях, являются:

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

марки А либо БКФ, либо КД, объект – комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 в соответствии с существующими нормами;

- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

Проектной документацией предусмотрены ограждения, закрывающие доступ со всех сторон к потенциально опасным местам объектов системы сбора продукции.

Защита от статического электричества и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов.

Для исключения возможных аварийных ситуаций, взрывов, пожаров, травмирования людей необходимо соблюдение правил безопасного ведения технологического процесса.

Для обеспечения безопасной эксплуатации системы сбора и транспорта продукции скважины предусматривается автоматическое и дистанционное управление технологическим процессом.

Необходимо проведение систематического осмотра (по графику) трассы с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений.

При эксплуатации сооружений системы сбора продукции скважины необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

- запрещается использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения для других нужд, не связанных с их прямым назначением;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устья скважины, в блоке дозирования реагента, замерной установке;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов системы сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа и нефти, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности.

Производство огневых работ должно осуществляться по наряду-допуску на проведение огневых работ.

Перед началом проведения огневых работ на трубопроводах необходимо продуть открытую траншею, взять анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Места производства работ, установки сварочных аппаратов должны быть очищены от горючих материалов в радиусе 5 метров. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ должно быть не менее 10 метров. Баллоны с пропаном и кислородом должны находиться в вертикальном положении, надежно закрепляться не ближе 5 м друг от друга.

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

- производить сварку, резку и нагрев открытым огнем аппаратов, трубопроводов с горючими и токсичными веществами, находящимися под давлением;
- пользоваться при огневых работах одеждой и рукавицами со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих материалов.

Принятые в проектной документации решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию выкидного трубопровода при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

### **9.13 Компенсация ультрафиолетовой недостаточности**

Для компенсации ультрафиолетовой недостаточности в помещениях без естественного освещения (а также в климатогеографической зоне выше 57,5° северной широты) необходимо предусматривать использование ультрафиолетовых облучательных установок длительного действия (совмещенных с осветительными установками) или облучательных установок кратковременного действия. В операторной необходимо установить эритемные светильники длительного действия с возможностью самостоятельного включения и отключения от системы освещения. Доза облучения эритемного светильника не должна превышать 5 мэр/м<sup>2</sup>

В ультрафиолетовых облучательных установках (совмещенных с осветительными установками) ртутные лампы высокого давления (ДРЛ) следует применять в помещениях с высотой 3-5 м; ксеноновые лампы для освещения производственных помещений из-за высокой интенсивности ультрафиолетовых излучений в их спектре не допускаются.

### **9.14 Канцерогенная опасность**

Проектом предусмотрены мероприятия, направленные на уменьшение канцерогенной опасности процессов связанных с проведением сварочных работ (газоэлектросварщики), с нанесением покрытий (окрасочные, антикоррозионные и другие работы), с воздействием химических факторов – отработавшие газы дизельных двигателей (водители автомашин и строительной техники, работающих на дизельном топливе) и рентгеновского излучения согласно пп. 2.1.2, 2.2, 3.2-3.5, 3.8, 3.9, 3.11 СанПиН 1.2.3685-21, СП 2.2.3670-20, ст. 92, 222 ТКРФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ, пп. 1, 1.1.2, 1.3.5 приложения 1 Приказ Минтруда России №988н, Минздрава №1420н от 31.12.2020:

- обеспечение регулярного контроля за содержанием канцерогенных веществ в различных средах; ограничение числа лиц, которые могут подвергнуться воздействию канцерогенных факторов;

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

- автоматизация технологического процесса, герметизация оборудования, использование безотходных и малоотходных технологий;
- информирование лиц, поступающих на работу, а также работников организации, которые могут подвергнуться воздействию производственного канцерогенного фактора, об опасности такого воздействия и мерах профилактики;
- обеспечение персонала средствами индивидуальной и коллективной защиты, санитарно-бытовыми помещениями в соответствии с требованиями правил и нормативов;
- проведение предварительных (при поступлении на работу) и обязательных периодических профилактических медицинских осмотров строителей;
- ограничение времени пребывания на рабочих местах из расчета продолжительности рабочего времени не более 36 часов в неделю при пятидневной рабочей неделе;
- при использовании и утилизации канцерогенных веществ или продуктов – предусмотрены меры по предотвращению загрязнения среды обитания человека и охране его здоровья;
- спецпитание (выдача молока или других равноценных пищевых продуктов);
- обязательное использование спецодежды;
- контроль ПДК – регулярный лабораторный контроль воздуха в подмасочном пространстве электросварщика;
- исследование почвы на открытой поверхности по окончании работ;
- исследование снежного покрова за две недели до его схода, если работы будут выполняться в зимнее время;
- организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил определяется по программе (плану) раздела III согласно СП 1.1.1058-01, которую разрабатывает генподрядчик;
- использование (при необходимости) сертифицированных передвижных вентиляционных установок, в которых попадающий в установку воздух, очищается от сварочного дыма, прежде чем он поступит обратно на рабочее место и др. Установки служат для уменьшения концентрации канцерогенных веществ в воздухе рабочей зоны.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

## 10 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Уровень автоматизации определяется требованиями безопасности для взрывопожароопасных производств, характеристиками обращающихся в технологическом процессе газов и жидкостей, непрерывностью технологического процесса, а также требованиями действующих нормативных документов.

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе на данном объекте, приведено в томе 6.2 «Автоматизация».

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ

Лист

77



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

В томе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды» для всех проектируемых объектов рассмотрены основные факторы воздействия на компоненты окружающей среды.

В период эксплуатации проектируемых объектов основным видом воздействия на состояние воздушного бассейна является загрязнение атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ.

Для установления масштаба, характера и степени воздействия проектируемых объектов на атмосферный воздух при штатном режиме эксплуатации выполняются расчеты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ, результаты расчета выбросов, расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе при эксплуатации проектируемых объектов приведены в томе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

Оценка воздействия на состояние поверхностных и подземных вод приведена в томе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

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

Для обеспечения безаварийной эксплуатации и сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду сооружений системы сбора продукции скважины проектной документацией предусмотрены следующие решения:

- сбор продукции скважины осуществляется по напорной однетрубной герметизированной системе;
- выбор оптимального диаметра трубопроводов для транспорта продукции скважины в пределах технологического режима;
- выбор материального исполнения труб в соответствии с коррозионными свойствами перекачиваемой продукции;
- установка электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- автоматический контроль параметров работы оборудования, средства сигнализации и автоматические блокировки;
- применение блочного оборудования для замера дебита скважины - измерительные установки;
- покрытие гидроизоляцией усиленного типа сварных стыков выкидных трубопроводов, деталей трубопроводов, дренажных трубопроводов;
- использование минимально необходимого количества фланцевых соединений;
- обвалование устья скважины с целью предотвращения растекания нефтесодержащей жидкости по поверхности земли;
- защита оборудования и трубопроводов от статического электричества путем заземления.

Для привлечения внимания к непосредственной опасности, предупреждения о возможной опасности, исключения возможности повреждения трубопроводов по трассе на углах поворота трассы установлены опознавательные и запрещающие знаки.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

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

В томе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды» для всех проектируемых объектов произведен анализ технической и проектной документации, в результате которого определены:

- наименование, код, класс опасности образующихся отходов в соответствии с ФККО, утвержденным приказом Росприроднадзора от 22.05.2017 № 242;
- количество отходов, подлежащих обезвреживанию, утилизации, захоронению (на основании расчетно-аналитического метода; удельных отраслевых показателей; таблиц и материалов частей проекта; метода экспертных оценок, базирующейся на анализе образования отходов).

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ

Лист

80



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

Согласно данным эксплуатирующей организации, проектируемые на площадке скважин здания и сооружения, а также выкидной трубопровод не являются критически важными объектами ТЭК, соответственно, категория опасности по Федеральному закону от 21.07.2011 № 256-ФЗ (ст. 5, ч. 2) объектам не присваивается.

В соответствии с требованиями СП 132.13330.2011 в целях определения класса значимости объекта применялись методы многокритериальной оценки возможного ущерба от террористических угроз.

Целью защиты проектируемого объекта от террористических акций является создание таких условий функционирования, при которых само проведение террористической акции теряет смысл и результат данной акции не эффективен (на объект не проникнуть, последствия аварии от террористической акции не принесут ожидаемого эффекта и т.д.).

Методами защиты объекта от террористических акций являются: администрирование; зонирование территории объекта; ограничение доступа к технологическим системам; сочетание активной и пассивной защиты; применение комплекса инженерно-технических мероприятий для защиты от проникновения на объект; создание условий максимального снижения последствий аварий от проявления терроризма; четкое управление; управление информацией и т.д.

Основными мероприятиями по предупреждению террористических акций на объекте являются:

- осмотр оборудования на предмет выявления взрывных устройств или подозрительных предметов;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- организация и проведение совместно с сотрудниками правоохранительных органов инструктажей и практических занятий по действиям в ЧС.

При угрозе проведения диверсионно-террористических акций необходимо:

- усилить охрану объектов;
- ужесточить пропускной режим;
- провести аттестацию личного состава подразделений охраны;
- провести комплекс предупредительно-профилактических мероприятий по повышению бдительности, инструктажи ответственных лиц;
- ежедневно проверять все доступные для посещения места на предмет обнаружения в них возможно заложенных взрывных устройств, высокотоксичных, радиоактивных и других опасных веществ, и материалов;
- проверить готовность к действиям комиссий по чрезвычайным ситуациям и обеспечению пожарной безопасности, нештатных аварийно-спасательных формирований, состояние дежурной техники.

Поскольку проектируемые объекты работают без постоянного присутствия обслуживающего персонала, непосредственно на площадке скважины средства визуального досмотра не предусмотрены. Мероприятия по досмотру въезжающего на месторождение транспорта осуществляются на существующем КПП.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

Дополнительных проектных решений по антитеррористической защищенности на площадках скважин не предусмотрено, так как объекты являются автоматизированными и присутствие людей на них не предусмотрено.

Решения по антитеррористической защищенности проектируемых выкидных трубопроводов не разрабатывались, т.к. объекты заглублены в грунт, протяженные в пространстве и присутствие людей на них не предусмотрено.

Трасса внутрипромыслового трубопровода на местности обозначается щитовыми указателями, устанавливаемыми на высоте 1,5–2 м от поверхности земли в пределах прямой видимости через 500–1000 м, а также на углах поворота и пересечениях с другими трубопроводами и коммуникациями. Щит-указатель устанавливается в 1 м от оси подземного трубопровода или на его оси.

На щите-указателе приводятся следующие сведения:

- назначение, наименование трубопровода или входящего в его состав сооружения;
- местоположение оси трубопровода от основания знака;
- привязка знака на трассе;
- охранный зона трубопровода;
- телефоны организации, эксплуатирующей трубопровод.

Трасса трубопровода в местах переходов через естественные и искусственные преграды, местах установки узлов запорной арматуры и на опасных участках должна обозначена на местности постоянными опознавательными-предупредительными знаками.

Организационные мероприятия и инженерно-технические средства охраны способствуют повышению надежности охраны объектов и обеспечивают необходимую безопасность объектов.

К организационным мероприятиям по антитеррористической защищенности относятся предусмотренные регламентом периодические осмотры площадок скважин и промысловых трубопроводов методом патрулирования и организация оповещения в случае взрыва (пожара) при совершении диверсионного акта.

Оснащение объектов проектирования иными инженерно-техническими средствами охраны, в соответствии с требованиями нормативно-технических документов, не требуется.

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

## Перечень принятых сокращений

УИ	–	установка измерительная
БСУ	–	блок силового управления
ГЖС	–	газо-жидкостная смесь
КИП и А	–	контрольно-измерительные приборы и автоматизация
КТПН	–	Комплектные трансформаторные подстанции
ЛВЖ	–	легковоспламеняющая жидкость
ПДК	–	предельно допустимая концентрация
ППД	–	поддержание пластового давления
ПТЭЭП	–	правила технической эксплуатации электроустановок потребителей
ПУЭ	–	правила устройства электроустановок
ПШ	–	превентор штанговый
СИЗ	–	средства индивидуальной защиты
СИЗОД	–	средства индивидуальной защиты органов дыхания
скв.	–	скважина
ХЛ	–	холодный климат
УЭЦН	–	установка электроцентробежного насоса
ЭЦН	–	электроцентробежный насос

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ

Лист

84

## Ссылочные нормативные документы

- 1 ГОСТ Р 21.101-2020 СПДС Основные требования к проектной и рабочей документации;
- 2 Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 №190-ФЗ;
- 3 Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- 4 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534;
- 5 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденные приказом от 21.12.2021 №444;
- 6 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше;
- 7 ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
- 8 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- 9 СП 18.13330.2019 Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80\*;
- 10 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
- 11 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов;
- 12 ВНТП 01/87/04-84 (Миннефтегазстрой, Мингазпром, Миннефтепром). Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования;
- 13 Правила устройства электроустановок (ПУЭ);
- 14 РТМ 38.001-94 Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов;
- 15 РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений;
- 16 СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003;
- 17 Приказ Минздравсоцразвития России от 21.10.2021 № 767 «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»;
- 18 ГОСТ Р 12.4.026-2015 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний;
- 19 ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки;
- 20 СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания. Актуализированная редакция СНиП 2.09.04-87;

Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата

ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ

Лист

85



21 СП 56.13330.2011 Производственные здания. Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001;

22 Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;

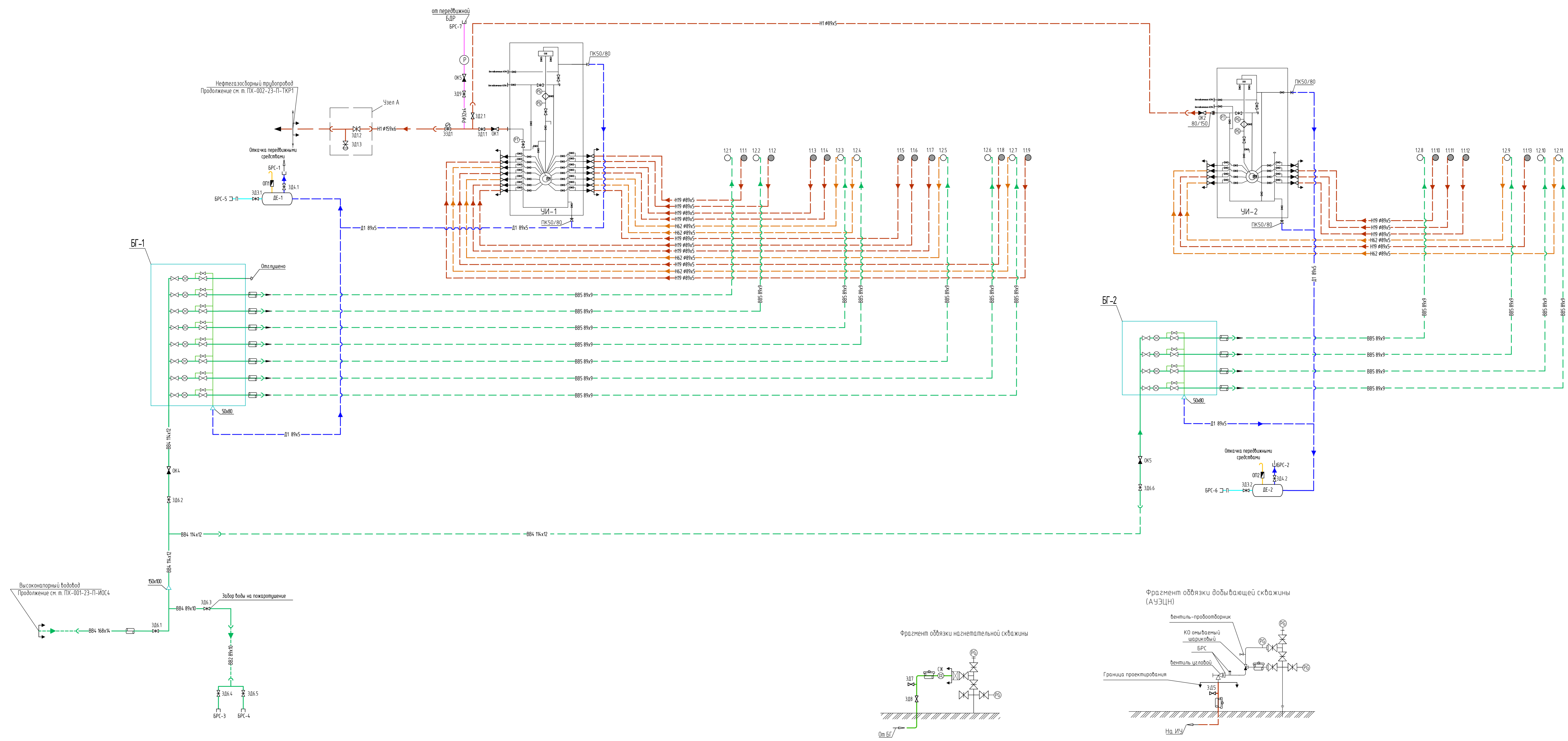
23 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

						ПХ-001-23-П-ТХР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.у	Лист	№	Подпись	Дата		86



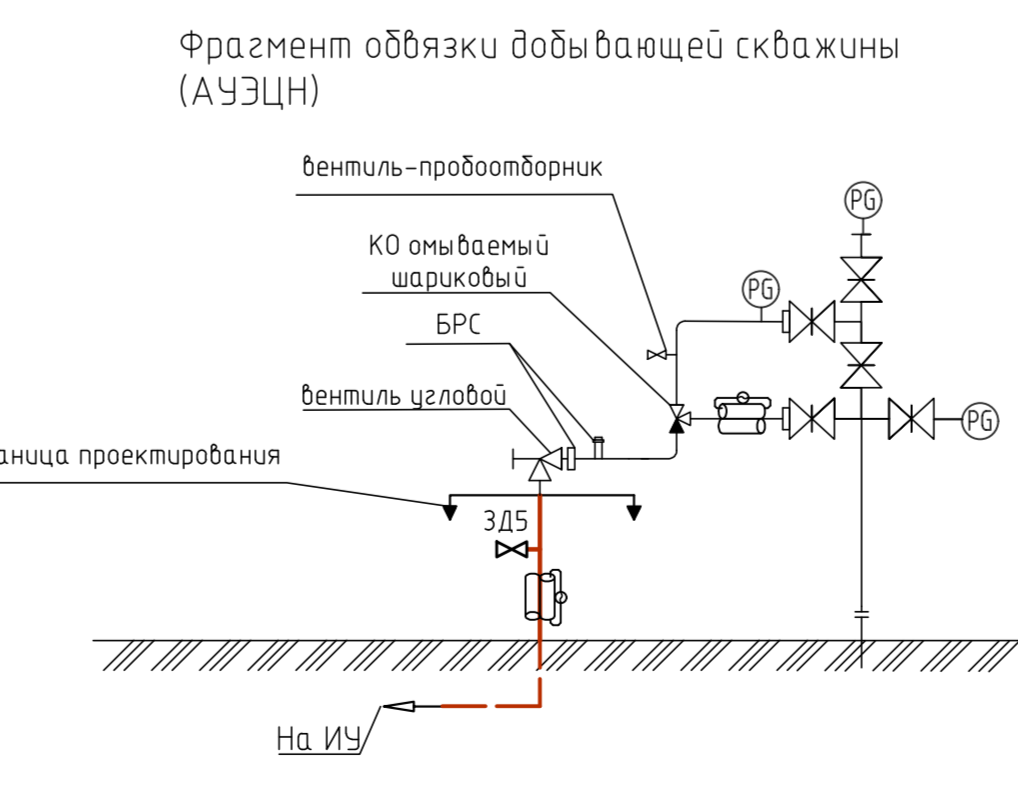
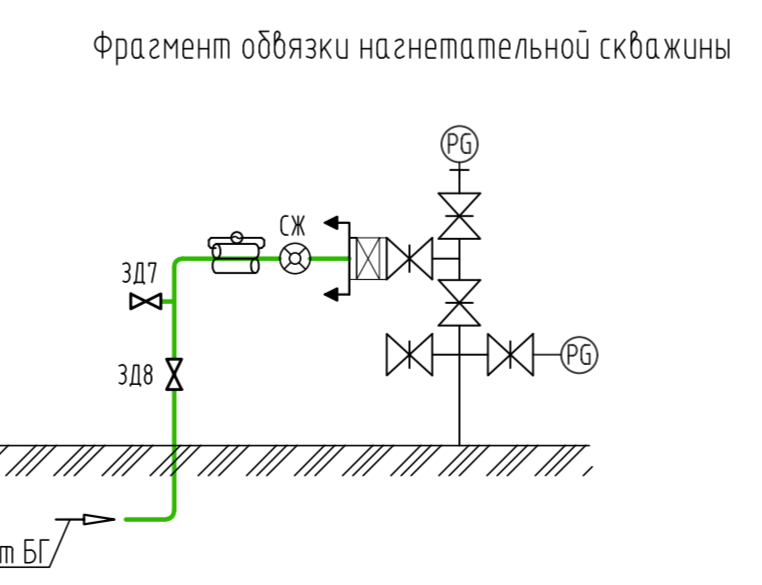


Технологическая схема куста №19В Повхобского месторождения



**Условные обозначения и изображения**

Обозначение	Наименование
— Н1	Нефтегазовый трубопровод
— НТ9	Выходной трубопровод
— ВВ4	Высокотемпературный водопровод-коллектор от БКНС
— ВВ5	Высокотемпературный водопровод до наземной скважины
— ВВ2	Высокотемпературный водопровод к узлу забора воды
— Д1	Двухфазный трубопровод от оборудования
→	Направление потока продукта
—	Изоляция
—	Изоляция с электрообогревом
—	Задвижка клапанная с ручным управлением
—	Задвижка с электроприводом
—	Клапан обратный
—	Клапан обратный (шаровый)
—	Омтерпределитель
—	Быстроразъемное соединение
—	Счетчик жидкости (расходомер)
—	Грузовая прокатка
—	Добывающая скважина, оборудованная АКБ 65х21
—	Наземная скважина, оборудованная АКБ 65х21
—	Камерный преобразователь СКЖ
—	Манометр
—	Датчик давления
—	Трубопровод резинты
—	Трубопровод пропарки
—	Выходной трубопровод от наземной скважины в период обработки на нефть
—	Перевод



**Экспликация оборудования**

Позицион. обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
111-119	Добывающая скважина с артезианской скважиной АКБ	13	$P_{раб} = 4,0$ МПа	
121, 122, 126, 128, 129	Наземная скважина АКБ 65х21	5	$P_{раб} = 21,0$ МПа	
123, 124, 125, 127, 129, 1211	Наземная скважина АУЭЦН (АК) с отработкой на нефть	6	$P_{раб} = 21,0$ МПа	
ЧИ-1	Установка измерительная на 14 подключений с СКЖ	1	$P_{раб} = 4,0$ МПа	
ЧИ-2	Установка измерительная на 8 подключений с СКЖ	1	$P_{раб} = 4,0$ МПа	
ДЕ-12	Емкость подземная дренажная V-8" на 8 подключений	2	$P_{раб} = 0,05$ МПа	
БДР	Блок дозирования реагента	1		
БГ-1	Блок греющих на 8 подключений	1	$P_{раб} = 21,0$ МПа	закрытого типа
БГ-2	Блок греющих на 4 подключения	1	$P_{раб} = 21,0$ МПа	закрытого типа

**Экспликация запорной арматуры**

Позицион. обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ЗД11	Задвижка клапанная с электроприводом	1	DN50, PN4,0 МПа	
ЗД11, ЗД12	Задвижка клапанная с ручным приводом	2	DN50, PN4,0 МПа	
ЗД13	Задвижка клапанная с ручным приводом	1	DN50, PN4,0 МПа	
ЗД21	Задвижка клапанная с ручным приводом	1	DN50, PN4,0 МПа	
ЗД3, 1, 3, 2	Задвижка клапанная с ручным приводом	2	DN50, PN6 МПа	
ЗД4, 1, 4, 2	Задвижка клапанная с ручным приводом	2	DN50, PN6 МПа	
ЗД5	Задвижка клапанная с ручным приводом	19	DN50, PN4,0 МПа	
ЗД6.1	Задвижка шаровая с ручным приводом	1	DN50, PN21,0 МПа	
ЗД6.2, ЗД6.6	Задвижка шаровая с ручным приводом	2	DN50, PN21,0 МПа	
ЗД6.3, 6.4, 6.5	Задвижка шаровая с ручным приводом	3	DN50, PN21,0 МПа	
ЗД7	Клапан запорный с ручным приводом	11	DN5, PN25,0 МПа	
ЗД8	Задвижка шаровая с ручным приводом	11	DN50, PN21,0 МПа	
ЗД9	Задвижка клапанная с ручным приводом	1	DN25, PN4,0 МПа	
ОК1	Клапан обратный	1	DN50, PN4,0 МПа	
ОК2	Клапан обратный	1	DN50, PN4,0 МПа	
ОК3	Клапан обратный	1	DN25, PN4,0 МПа	
ОК4, 5	Клапан обратный	2	DN50, PN25,0 МПа	
СК	Счетчик жидкости (расходомер)	11	PN25,0 МПа	
ОП-12	Омтерпределитель ОП-100АА	2	DN50, D=100 мм	
БРС-1, 2	Быстроразъемное соединение	2	DN50, PN 16 МПа	
БРС-3, 4	Быстроразъемное соединение	2	DN50, PN 25,0 МПа	
БРС-5, 6	Быстроразъемное соединение	2	DN50, PN 16 МПа	
БРС-7	Быстроразъемное соединение	1	DN25, PN4,0 МПа	

ПХ-001-23-П-ТХР1-Ч-002

Кусты №19В, 213 Повхобского лицензионного участка. Площадка

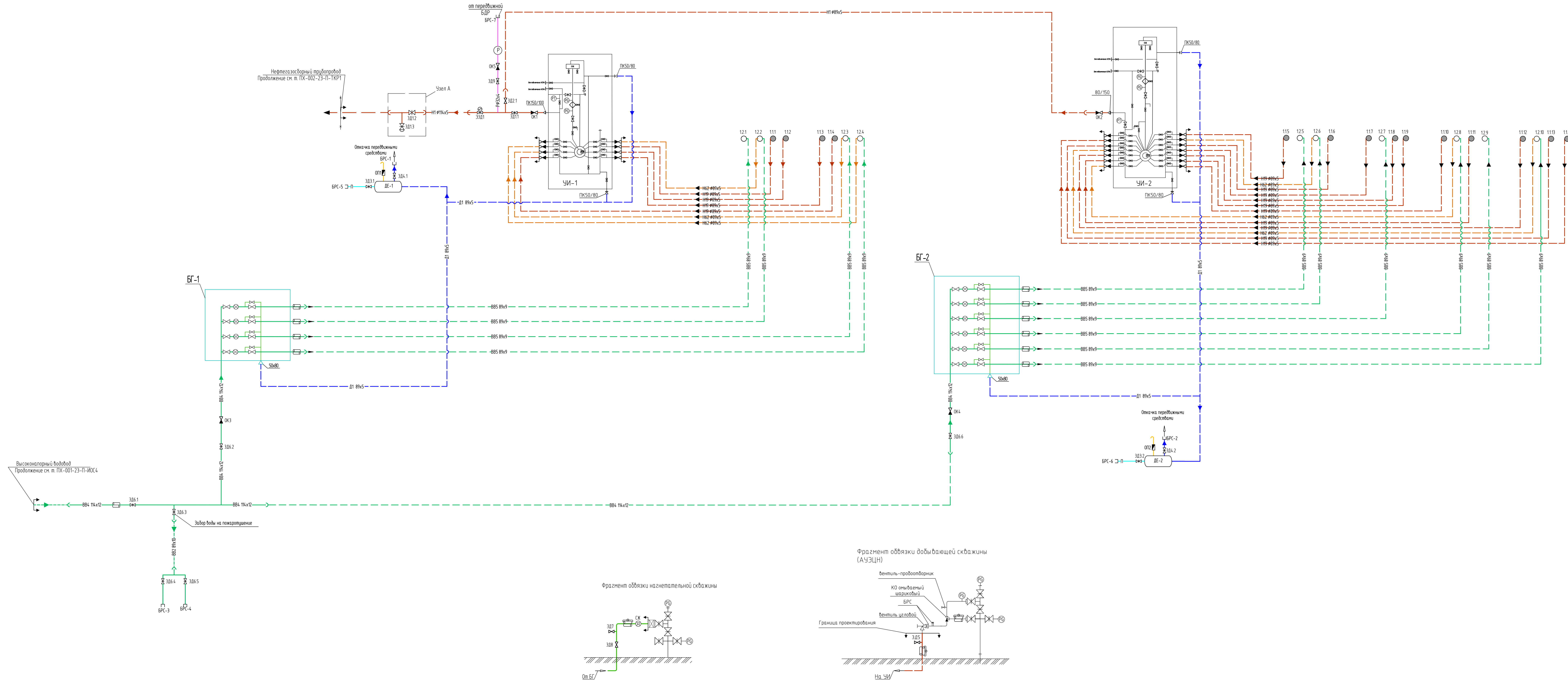
Ил.	Кол.	Лист	Изд.	Подпись	Дата
Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв
Пробора	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв
Чел. от	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв
Исполн	Сметчик	Сметчик	Сметчик	Сметчик	Сметчик
Ген. Дир.	Ген. Дир.	Ген. Дир.	Ген. Дир.	Ген. Дир.	Ген. Дир.

ООО ПЦ «ГНТУ «НЕФТЕГАЗИНЖИРИНГ»

Принципиальная технологическая схема

Страна: Россия, Лист: 2, Формат: А3

Технологическая схема куста №213 Побывского месторождения



**Условные обозначения и изображения**

Обозначение	Наименование
— Н1	Нефтегазосборный трубопровод
— Н19	Высокий трубопровод
— ВВ4	Высоконапорный водовод-коллектор от БКЭС
— ВВ5	Высоконапорный водовод до нагнетательной скважины
— ВВ2	Высоконапорный водовод к узлу забора воды
— Д1	Дренажный трубопровод от оборудования
←	Направление потока продукта
□	Изоляция
⊕	Изоляция с электроборозотом
⊖	Задвижка с ручным управлением
⊕	Задвижка с электроборозотом
⊖	Клапан обратный
⊖	Клапан обратный (гидравлический)
⊖	Огнепреградитель
□	Быстросъемное соединение
⊕	Счетчик жидкости (расходомер)
↔	Граница проектирования
○	Нагнетательная скважина, оборудованная АЖС
⊕	Камерный преобразователь СКЖ
⊕	Манометр
⊕	Датчик давления
— П1	Трубопровод резинотехнический
— П	Трубопровод пропарки
— Н2	Высокий трубопровод от нагнетательной скважины в период отработки на нефть
— 4	Переход

**Экспликация оборудования**

Позицион. обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
111-114	Задвижка скважины с арматурой углового типа АЖС	4	$P_{рас} = 4,0$ МПа	
12.1, 12.5, 12.7, 12.9	Нагнетательная скважина АЖС	4	$P_{рас} = 21,0$ МПа	
12.2, 12.3, 12.4, 12.6, 12.8, 12.10	Нагнетательная скважина АЖС (АЖС) с отработкой на нефть	6	$P_{рас} = 21,0$ МПа	
УИ-1	Установка измерительная на 8 подключений с сепаратором	1	$P_{рас} = 4,0$ МПа	
УИ-2	Установка измерительная на 14 подключений с сепаратором	1	$P_{рас} = 4,0$ МПа	
БД-12	Емкость подвешенная арматурная V=8 м³	2	$P_{рас} = 0,05$ МПа	
БДР	Передвижной блок дозирования резинотехнический	1		
БГ-1	Блок релейный на 4 подключения	1	$P_{рас} = 21,0$ МПа	закрытого типа
БГ-2	Блок релейный на 6 подключений	1	$P_{рас} = 21,0$ МПа	закрытого типа

**Экспликация запорной арматуры**

Позицион. обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ЗД1	Задвижка клапанная с электроборозотом	1	DN100, PN4,0 МПа	
ЗД1.1, ЗД1.2	Задвижка клапанная с ручным приводом	2	DN100, PN4,0 МПа	
ЗД1.3	Задвижка клапанная с ручным приводом	1	DN80, PN4,0 МПа	
ЗД2.1	Задвижка клапанная с ручным приводом	1	DN80, PN4,0 МПа	
ЗД3.1, ЗД3.2	Задвижка клапанная с ручным приводом	2	DN50, PN16 МПа	
ЗД4.1, ЗД4.2	Задвижка клапанная с ручным приводом	2	DN80, PN16 МПа	
ЗД5	Задвижка клапанная с ручным приводом	20	DN50, PN4,0 МПа	
ЗД6.1, ЗД6.2, ЗД6.6	Задвижка шаровая с ручным приводом	3	DN100, PN21,0 МПа	
ЗД6.3, ЗД6.4, ЗД6.5	Задвижка шаровая с ручным приводом	3	DN80, PN21,0 МПа	
ЗД7	Клапан запорный с ручным приводом	10	DN15, PN25,0 МПа	
ЗД8	Задвижка шаровая с ручным приводом	10	DN80, PN21,0 МПа	
ЗД9	Задвижка клапанная с ручным приводом	1	DN25, PN4,0 МПа	
OK1	Клапан обратный	1	DN100, PN4,0 МПа	
OK2	Клапан обратный	1	DN80, PN4,0 МПа	
OK3	Клапан обратный	1	DN25, PN4,0 МПа	
OK4, 5	Клапан обратный	2	DN100, PN21,0 МПа	
OK	Счетчик жидкости (расходомер)	10	PN25,0 МПа	
OP-12	Измерительный прибор ОП-100АА	2	DN100, D=100 мм	
БРС-1,2	Быстросъемное соединение	2	DN80, PN16 МПа	
БРС-3,4	Быстросъемное соединение	2	DN80, PN25,0 МПа	
БРС-5,6	Быстросъемное соединение	2	DN50, PN16 МПа	
БРС-7	Быстросъемное соединение	1	DN25, PN4,0 МПа	

ПХ-001-23-П-ТХР1-Ч-003

Кусты №213, 213 Побывского лицензионного участка. Площадка.

Илл.	Кол.	Лист	Изд.	Подпись	Дата
Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв
Пробора	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв

Куст №213

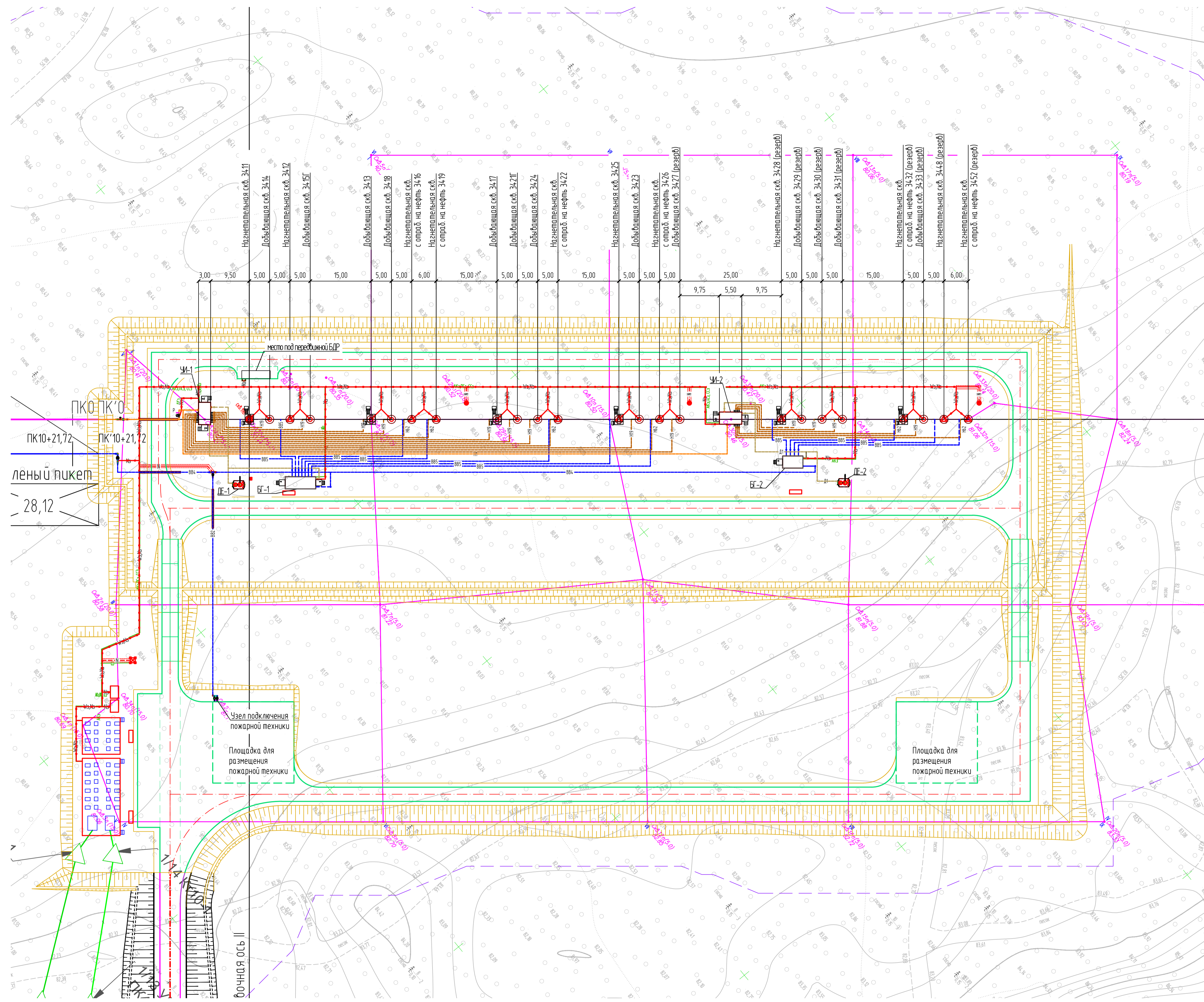
Страна	Лист	Листов
п	3	Листов

ООО ПЦ «ГНТЧ «НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ»

Принципиальная технологическая схема

Формат А3x3

ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

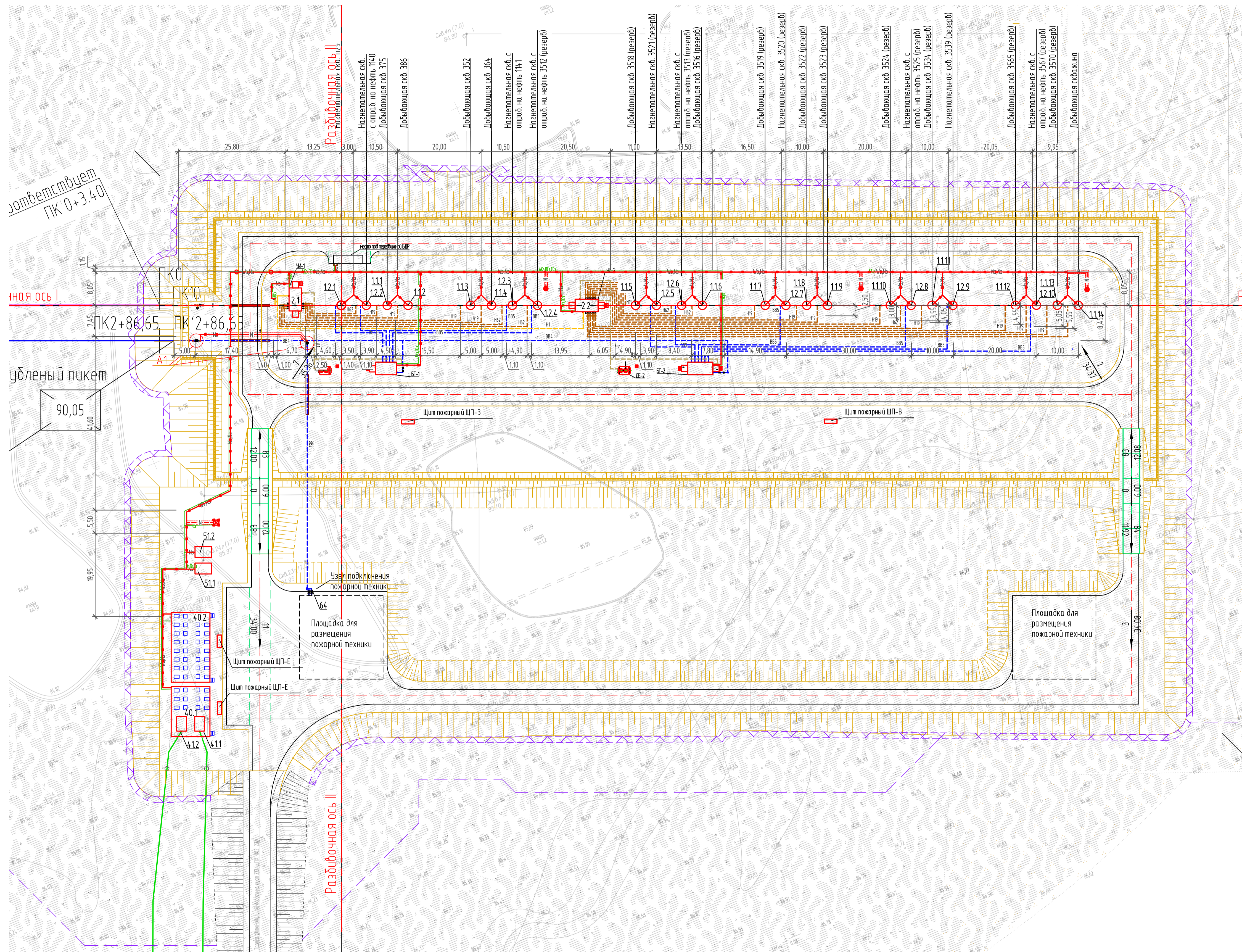


Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
22 Этап		
111, 112	Устье добывающей скважины	-
121, 122	Устье нагнетательной скважины	-
21	Установка измерительная УИ-1	-
31	Дренажная емкость подземная ДЕ-1	-
41	Блок гребенок БГ-1	-
51	Щит пожарный ЩП-В	-
53-54	Щит пожарный ЩП-Е	-
401	Площадка под силовое электрооборудование	-
411, 412	Комплексная трансформаторная подстанция	-
421	Опора освещения	-
43	Пржекторная мачта	-
44.1	Молниевод	-
51.1	Блок автоматики	-
64	Узел забора воды	-
23 Этап		
113, 114	Устье добывающей скважины	-
123, 124	Устье нагнетательной скважины	-
24 Этап		
115, 116, 117	Устье добывающей скважины	-
125	Устье нагнетательной скважины	-
25 Этап		
118, 119	Устье добывающей скважины	-
126, 127	Устье нагнетательной скважины	-
40.2	Площадка под силовое электрооборудование	-
42.2	Опора освещения	-
26 Этап		
1110, 1111, 1112	Устье добывающей скважины	-
128	Устье нагнетательной скважины	-
2.2	Установка измерительная УИ-2	-
3.2	Дренажная емкость подземная ДЕ-2	-
4.2	Блок гребенок БГ-2	-
5.2	Щит пожарный ЩП-В	-
42.3	Опора освещения	-
44.2	Молниевод	-
51.2	Блок автоматики	-
27 Этап		
1113	Устье добывающей скважины	-
129, 130, 131	Устье нагнетательной скважины	-

Составлено	
Взят. инв. №	
Подпись и дата	
Имя, № подл.	

ПХ-001-23-П-ТХР1-4-004					
Кусты № 19В, 213 Подходского лицензионного участка. Площадка					
Изм.	Копуч.	Лист	Издок	Подпись	Дата
Разраб.	Лаулетин				12.2023
Проверил	Кунфина				12.2023
Нач. отд.	Реуцкая				12.2023
Инж. контр.	Саитова				12.2023
ГИП	Галиев				12.2023
Куст скважин №19В				Стация	Лист
План расположения оборудования и трубопроводов (1:500)				п	4
				ООО ПЦ ЧГНТУ «НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ»	
Формат А1					

Экспликация зданий и сооружений



Номер на плане	Наименование	Примечание
	12 Этап	
111, 112	Устье добывающей скважины	
12.1-12.2	Устье наземной скважины	
2.1	Установка измерительная УИ-1	
4.1	Блок гребенок БГ-1	
5.1	Ёмкость подземная дренажная ДЕ-1	
4.0.1	Площадка под силовое электрооборудование	
4.1.1	Комплектная трансформаторная подстанция	
4.1.2	Комплектная трансформаторная подстанция	
4.2.1	Опора освещения	
4.3	Пржекторная мачта	
4.4.1	Молниезвод	
5.1.1	Блок автоматики	
6.4	Узел забор воды	
	13 Этап	
113, 114	Устье добывающей скважины	
12.3-12.4	Устье наземной скважины	
4.0.2	Площадка под силовое электрооборудование	
4.2.2	Опора освещения	
	14 Этап	
115, 116	Устье добывающей скважины	
12.5-12.6	Устье наземной скважины	
2.2	Установка измерительная УИ-2	
4.2	Блок гребенок БГ-2	
5.2	Ёмкость подземная дренажная ДЕ-2	
4.2.3	Опора освещения	
4.4.2	Молниезвод	
5.1.2	Блок автоматики	
	15 Этап	
117-119	Устье добывающей скважины	
12.7	Устье наземной скважины	
	16 Этап	
110, 111	Устье добывающей скважины	
12.8, 12.9	Устье наземной скважины	
	17 Этап	
112-114	Устье добывающей скважины	
12.10	Устье наземной скважины	

Составлено	
Выполнено	
Проверено	
Изм. №	

ПХ-001-23-П-ТХР1-Ч-005		Кусты №19В, 213 Подхобского лицензионного участка.		Площадка	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Изд.	Подпись	Дата
Разраб.	Хайдарова				09.2023
Проверил					
Нач. отд.	Рущица				09.2023
Н. контр.	Саитова				09.2023
ГИП	Галиев				09.2023
Площадка куста №213			Статус	Лист	Листов
План расположения оборудования и трубопроводов (1:500)			п	5	
			ООО ПЦ ЧГНТЧ «НЕФТЕГАЗИНЖИРИНГ»		