

Российская Федерация  
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра  
Нижневартовск

Акционерное общество  
«Научно - проектная и инженерно - экономическая компания»

АО «НПИИЭК»

СРО-П-020-26082009

# «Обустройство куста скважин № 2а Тагринского месторождения»

## Проектная документация

Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в  
инфраструктуру линейного объекта»

Часть 9 «Технологические решения»

**22-0025-ИЛО9**

**Том 4.9**

2024

СРО-П-020-26082009

# «Обустройство куста скважин № 2а Тагринского месторождения»

## Проектная документация

Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в  
инфраструктуру линейного объекта»

Часть 9 «Технологические решения»

### 22-0025-ИЛО9

### Том 4.9

Главный инженер

Главный инженер проекта


П.П. Весёлый

И.Н. Левинцова

2024

Согласовано				
Инов. № подл.				
Подп. и дата				
Взам. Инов. №				



## Содержание

Обозначение	Наименование	Примечание
22-0025-ИЛО9.С	Содержание тома	2
22-0025-ИЛО9.ТЧ	Текстовая часть	3
22-0025-ИЛО9.ГЧ	Графическая часть	108

Всего листов: 113

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.С			
Разработал	Федорова				08.04.24	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
Нач.отдела	Кайгородов				08.04.24		П		1
Н.контроль	Ерофеева				08.04.24	АО «НПИИЭК»			
ГИП	Левинцова				08.04.24				

## Содержание

1	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции ....	3
1.1	Сведения о производственной программе.....	3
1.2	Описание технологической схемы.....	4
1.3	Выбор оборудования и трубопроводов.....	7
1.4	Компоновка оборудования.....	10
1.5	Характеристика оборудования.....	15
1.6	Технологические трубопроводы.....	21
1.7	Расчет на прочность и расчет срока службы трубопроводов.....	23
1.8	Монтаж и испытания.....	24
1.9	Сварочно-монтажные работы.....	27
1.10	Обогрев трубопроводов.....	28
1.11	Защита трубопроводов от коррозии.....	28
1.12	Тепловая изоляция трубопроводов.....	30
1.13	Трубопроводная арматура.....	31
1.14	Контроль качества и операционный контроль.....	33
2	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.....	35
3	Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов.....	39
4	Описание источников поступления сырья и материалов.....	40
5	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции.....	41
6	Обоснование показателей и характеристик (на основе сравнительного анализа) принятых технологических процессов и оборудования.....	46
7	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов.....	47
8	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах.....	48
9	Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности.....	55

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

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		Стадия	Лист	Листов
						«Технологические решения»	П	1	105
Разработал		Федорова			08.04.24				
Нач.отдела		Кайгородов			08.04.24				
Н. контр.		Ерофеева			08.04.24	Текстовая часть	<b>АО «НПИИЭК»</b>		
ГИП		Левинцова			08.04.24				

10	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности .....	57
11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации объектов .....	72
12	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процесс.....	76
13	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники .....	88
14	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду .....	89
15	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов .....	91
16	Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов .....	92
17	Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности и требования оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов не распространяются).....	93
18	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов.....	94
19	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов.....	95
20	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности" .....	99
21	Перечень сокращений, условных обозначений, символов, единиц и терминов .....	100
22	Перечень технических регламентов и нормативных документов.....	101
	Приложение А - Принципиальная схема установки .....	104
	измерительной ИУ .....	104
	Приложение Б - Принципиальная схема установки.....	105
	дозирования химреагента .....	105

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

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

## 1.1 Сведения о производственной программе

Решение о разработке технической документации по объекту «Обустройство куста скважин №2а Тагринского месторождения» принято на основании:

- План капитальных вложений на 2022 – 2024 гг. ПАО НК «РуссНефть».

Проект выполнен на основании:

- задания на проектирование объекта «Обустройство куста скважин №2а Тагринского месторождения»;
- материалов инженерных изысканий.

Согласно задания на проектирование «Обустройство куста скважин №2а Тагринского месторождения» в состав объекта в разделе «Технологические решения» входит обустройство куста скважин №2а.

Количество скважин по объекту «Обустройство куста скважин №2а Тагринского месторождения» соответствует проекту разработки месторождения.

Размещение сооружений по объекту «Обустройство куста скважин №2а Тагринского месторождения» в пределах Тагринского месторождения выполнено в соответствии со следующими документами:

- «Дополнение к технологическому проекту разработки Тагринского нефтегазоконденсатного месторождения Тюменской области» (ПАО НК «РуссНефть», ООО «Алатау-б»), утвержденное Протоколом заседания Центральной нефтегазовой секции от 04.12.2020г. №8085, г. Москва.

Функциональное назначение объекта «Обустройство куста скважин №2а Тагринского месторождения»: добыча, сбор и транспорт нефти.

Обустройство скважин предназначено для добычи газонасыщенной обводненной нефти со скважин.

Нефтегазосборные трубопроводы предназначены для подачи продукции скважин на ДНС-1 Тагринского месторождения по проектируемому и существующим нефтегазопроводам.

Продукция:

- нефть (совместно с нефтью попутный нефтяной газ и пластовая вода), подача на ДНС-1 Тагринского месторождения.

Режим работы промысла круглосуточный, круглогодичный.

Режим работы проектируемых объектов соответствует существующему режиму работы Тагринского месторождения. Доставка персонала на промысел - автотранспорт предприятия. Дополнительного увеличения штатов не требуется.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

3

Таблица 1.1 - Исходные данные по добыче

Наименование площадки	Добыча			
	Жидкость	Нефть	Газ	Вода сеноманская
Куст скважин №2а: -максимальная годовая добыча	422,896 тыс. м <sup>3</sup> /год	132,569 тыс. тонн/год	106,06 млн. м <sup>3</sup> /год	-
- максимальная суточная добыча*	1158,62 м <sup>3</sup> /сут.	363,2 т/сут.	290560 м <sup>3</sup> /сут.	

Таблица 1.2 - Основные показатели по кустовой площадке

Наименование показателя	Ед. изм.	Куст скважин №2а
Количество скважин, всего в т. ч:		19
- добывающих	шт.	19
- нагнетательных (с отработкой на нефть)		-
- водозаборных		-
Плотность нефти	кг/м <sup>3</sup>	820
Плотность газа (при 20°С)	кг/м <sup>3</sup>	0,820
Относительная плотность газа		0,678
Плотность пластовой воды	кг/м <sup>3</sup>	1020
Расчетное давление трубопроводов выкидных и нефтегазосборных	МПа	4,0
Температура добываемой жидкости	°С	40
Газовый фактор	нм <sup>3</sup> /т	800
Обводненность средняя	%	49
Разрабатываемый пласт		Ач

## 1.2 Описание технологической схемы

Технологическая схема обустройства куста скважин №2а представлена в графической части 22-0025-ИОС7.1.ГЧ.ТХ лист 1.

Экспликация оборудования для обустройства куста скважин №2а представлена в таблице 1.3.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

4

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

Таблица 1.3 - Экспликация оборудования куста скважин №2а

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечания
ИУ-1	Установка измерительная автоматизированная ИУ 40-12-1500 <u>ГОСТ Р 8.615-2005</u> , исполнение ХЛ1  в комплекте с блоком автоматики	1	Qж до 1500 м <sup>3</sup> /сут., Газовый фактор до 1000 м <sup>3</sup> /т, P=4,0 МПа, N=15 кВт, DN 80, n=12, DN 200 (коллектор), Vсепар.=5м <sup>3</sup> , LxVxH=9000x2870x3940 мм, G=16500кг LxVxH=2050x2630x3000мм, G=2200 кг	*
ИУ-2	Установка измерительная автоматизированная ИУ 40-8-1500 <u>ГОСТ Р 8.615-2005</u> , исполнение ХЛ1  в комплекте с блоком автоматики	1	Qж до 1500 м <sup>3</sup> /сут., Газовый фактор до 1000 м <sup>3</sup> /т, P=4,0 МПа, N=15 кВт, DN 80, n=8, DN 200 (коллектор), Vсепар.=5м <sup>3</sup> , LxVxH=9000x2870x3940 мм, G=16500кг LxVxH=2050x2630x3000мм, G=2200 кг	*
УДХ-1	Установка дозирования химреагента в комплекте с отсеком управления на общей раме, исполнение ХЛ1	1	Q=10 л/ч, P=10,0 МПа, Vб=2,0 м <sup>3</sup> , N=17 кВт, 2 дозир. насоса типа НД, LxVxH=4140x2140x3000 мм, G=4000 кг	*
ЕД-1, 2	Емкость подземная дренажная подземная ЕП-25-2400-3	2	V=25 м <sup>3</sup> , Pрасч.=0,07 МПа, Двн=2400 мм, hгорл.=1300 мм, L=5826мм, G=3870 кг	*
Аз-1	Задвижка запорная фланцевая с электроприводом	1	DN 200, PN 40 (4,0 МПа), N=1,5кВт	
	Добывающая скважина	19		Проект бурения скважин
ЭЦН	Погружной центробежный электронасос	19	N=180 кВт - 16шт., N=160 кВт - 1шт., N=63 кВт - 2шт.	Проект бурения скважин

В соответствии с технологической схемой разработки месторождения проектом предусматривается механизированный способ добычи нефти с помощью погружных центробежных насосов (ЭЦН).

Продукция добывающих скважин подается через выкидные трубопроводы условным диаметром DN80 через измерительные установки ИУ-1, 2 в трубопровод нефтегазосборный Н1 DN200.

Транспортировка добываемой жидкости предусмотрена на ДНС-1 Тагринского месторождения по существующей и проектируемой системе сбора и транспорта жидкости для подготовки нефти.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

5

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата



Для контроля за работой скважин предусматриваются измерительные установки на подключение 12 и 8 скважин.

Измерительной установке переключение скважин с трубопровода нефтегазосборного на замер и наоборот производится автоматически по заранее установленной программе по средствам переключателя многоходового скважинного (ПСМ).

Предусмотрено отключение системой автоматики ЭЦН насосных агрегатов при повышении давления в выкидных линиях добывающих скважин выше 4,0 МПа.

Измерительная установка ИУ предназначена для:

- измерений массы и среднесуточного массового расхода сепарированной сырой нефти - водонефтяной смеси;
- измерений объема и среднесуточного объемного расхода свободного нефтяного газа;
- измерений массы и среднесуточного массового расхода сепарированной безводной нефти.

Измерительная установка включает в себя технологический блок, блок автоматики и элементы системы жизнеобеспечения.

Основным элементом измерительного модуля (технологический блок) является двухкамерный горизонтальный сепаратор. Камеры сепаратора выполнены в виде цилиндров разного диаметра, расположенных один над другим. Верхняя камера, оборудованная циклоном, является первой ступенью сепарации и служит для первичного выделения газа из жидкости, а также для осушки газа с помощью каплеотбойников, смонтированных в полости этой камеры.

В блоке автоматики производится обработка измерительной информации, поступающей от преобразователей расхода, давления и температуры, формирование измерительной информации по массе и среднесуточному массовому расходу сырой нефти и нефти, объему и среднесуточному объемному расходу газа, индикацию и передачу значений измеряемых и определяемых параметров по коммуникационным каналам, а также управление процессом измерений.

Согласно п.6.3.7 [СП 231.1311500.2015](#) для отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения на нефтегазосборном трубопроводе предусмотрена запорная арматура Аз-1 с дистанционным и автоматическим управлением по сигналам систем противоаварийной защиты.

Для защиты нефтегазосборного трубопровода от коррозионного воздействия и парафино-солеотложений предусматривается периодическая подача ингибитора с помощью установки дозирования химреагента УДХ-1.

Для ликвидации АСПО в скважинах рекомендуется тепловая обработка парогенераторными установками типа ППУА, периодическая механическая очистка внутренней полости НКТ, перекачка горячей нефти в затрубное пространство при помощи АДПМ.

Проектом предусматривается проектирование обслуживающих (исследовательских) площадок для проектируемых добывающих скважин в количестве 1 площадка на 1 скважину (см. раздел 22-0025-КР).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Дренаж и сброс с СППК с измерительных установок ИУ-1, 2, дренаж с установки дозирования химреагента УДХ-1 предусматривается в подземные дренажные ёмкости ЕД-1, 2, объемом 25м<sup>3</sup>. Опорожнение подземных емкостей предусматривается в автоцистерну с вывозом на ДНС Тагринского месторождения.

### 1.3 Выбор оборудования и трубопроводов

Выбор оборудования и трубопроводов произведен с учетом следующих технико-экономических показателей:

- количества жидкости, газа, нефти, поступающих на проектируемые объекты;
- особенностей технологического процесса;
- максимально возможного и рабочего давления в аппаратах и трубопроводах;
- температуры среды;
- металлоемкости;
- климатических условий эксплуатации и хранения оборудования по ГОСТ 15150-69\*;
- коррозионной активности среды.

Расчетное давление трубопроводов принято в соответствии с п.4.6 ГОСТ 32569-2013.

Диаметры трубопроводов определены исходя из нормативных скоростей, согласно требований п.6.2.1.9 и таблицы 1 ГОСТ Р 58367-2019, с учетом свойств транспортируемой продукции и ее расхода по данному трубопроводу.

За расчетное давление в трубопроводе принимают (п. 4.6 ГОСТ 32569-2013):

- наибольшее расчетное (разрешенное) давление для аппаратов, с которыми соединен трубопровод;
- для напорных трубопроводов (после насосов, - максимальное давление, развиваемое центробежной машиной при закрытой задвижке со стороны нагнетания.

Термины, используемые в данном проекте, имеют следующие значения:

- расчетное давление – давление, на которое производится расчет оборудования и трубопроводов на прочность.
- рабочее давление – переменное давление, при котором протекает процесс.

Величина рабочего давления в любой точке трубопроводной системы или в аппарате определяется в результате гидравлического расчета. Максимальное значение рабочего давления не должно превышать расчетное давление элементов системы.

При необходимости защиты трубопроводов и оборудования от завышения давления настройка предохранительного клапана производится в соответствии с нормами в зависимости от расчетного давления.

Давление испытания трубопроводов и оборудования определяется в зависимости от расчетного давления.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата

Для защиты нефтегазосборных сетей от превышения рабочего давления выше расчетного и понижения давления в случае порыва трубопровода на кустах скважин на устье каждой скважины при давлении выше 4,0 МПа производится отключение ЭЦН в скважине по датчику давления, установленному в обвязке скважин. В замерной установке на кусту скважин устанавливается СППК настроенное на полное открытие при превышении 4,0 МПа. За расчетное давление нефтегазосборных трубопроводов принято давление 4,0 МПа.

Расчетное давление трубопровода подачи реагента принимается равным 10,0 МПа для подачи в нефтегазопровод (давление нагнетания насоса-дозатора).

В проекте принято:

- расчетное давление нефтегазопроводов 4,0 МПа.
- расчетное давление трубопровода подачи реагента 10,0 МПа.

### Классификация технологических сред по пожаровзрывоопасности

Технологические среды по пожаровзрывоопасности подразделяются на следующие группы:

- пожаровзрывоопасные – устья скважин, арматурные узлы, дренажные емкости, установка дозирования химреагента, блоки технологические измерительных установок, где обращаются нефть и нефтяной газ, реагент;

- взрывоопасные – устья скважин, арматурные узлы, дренажные емкости, блоки технологические измерительных установок, где обращается нефтяной газ, пары ЛВЖ;

- пожароопасные – площадка под КТПН, где обращаются горючие вещества.

- пожаробезопасные – блоки автоматики измерительных установок, где обращаются негорючие вещества.

Класс взрывоопасной и пожароопасной зон определен по ПУЭ.

Класс взрывоопасных зон определен в соответствии с требованиями ст. 19 ФЗ от 22.07.2008 г. №123-ФЗ, ГОСТ 31610.10-1-2020, пункты 61, 147-152 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534.

Класс пожароопасных зон определен в соответствии с требованиями ст. 18 ФЗ от 22.07.2008 г. №123-ФЗ.

Категория и группа смеси определены по ГОСТ 31610.20-1-2020.

Степень огнестойкости, класс конструктивной и класс функциональной пожарной опасности зданий и помещений принят по СП 2.13130.2020.

Характеристика проектируемых основных сооружений и установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Характеристика основных проектируемых сооружений и установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Производства и сооружения	Категория помещений, зданий и наружных установок по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-1-2020 *, (ПУЭ)	Класс пожароопасной зоны по ПУЭ	Категория и группа смеси по ГОСТ 31610.20-1-2020	Степень огнестойкости, класс конструктивной и класс функциональной пожарной опасности по СП 2.13130.2020
1	2	3	4	5	6
Измерительная установка ИУ-1, 2 -Внутри блока - до 0,5м от дверного проема - Зонт механической вентиляции до 5м от среза трубы	А	Зона 1 (В-Ia) Зона 1 (В-Ir)  Зона 1 (В-Ir)		ПА-Т3	IV, СО Ф5.1
Блок автоматики	Д				IV, СО Ф5.1
Установка дозирования химреагента УДХ-1: 1) Отсек технологический: -Внутри технологического отсека - до 0,5м от дверного проема - Зонт механической вентиляции до 5м от среза трубы 2) Отсек управления	А   В4	Зона 1 (В-Ia) Зона 1 (В-Ir)  Зона 1 (В-Ir)	П-Па	ПА-Т2	IV, СО Ф5.1
Наружная установка - устья добывающих скважин - До 3м от фланцев	АН	Зона 2 (В-Ir)		ПА-Т3	
Наружная установка-арматурные узлы нефтегазопроводов - До 3м от фланцев	-	Зона 2 (В-Ir)		ПА-Т3	
Наружная установка-площадка дренажной емкости - Внутри емкости - До 3м от среза трубы - До 2м от зоны 1-го класса	АН	Зона 0 (В-Ir) Зона 1 (В-Ir) Зона 2 (В-Ir)		ПА-Т3	
КТПН	ВН		П-III		
Площадка под КТПН, ТМПН, СУ	ВН		П-III		

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

#### 1.4 Компоновка оборудования

Оборудование на кустовой площадке №2а размещено в соответствии с технологической схемой.

Набор оборудования, необходимого для эксплуатации скважин на кустовой площадке №2а представлен в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Экспликация оборудования и сооружений на проектируемой кустовой площадке №2а

Номер по ГП	Наименование	Кол-во, шт.
1.1-1.19	Устье добывающей скважины	19
2.1	Измерительная установка ИУ-1 (ИУ 40-12-1500)	1
2.2	Измерительная установка ИУ-2 (ИУ 40-8-1500)	1
3	Блок дозирования реагента	1
4.1, 4.2	Блок автоматики	2
5.1, 5.2	Емкость дренажная ЕД-1, ЕД-2, V=25м <sup>3</sup>	2
6.1, 6.2	Площадка под КТПН, ТМПН, СУ и БА	2
6.1.1-6.1.13 6.2.1- 6.2.7	Секция под ТМПН и СУ	20
6.1.14,6.1.15 6.2.8	КТПН	3
7.1, 7.2	Площадка для размещения пожарной техники	2
8.1-8.19	Площадка обслуживания добывающих скважин	19
ПМ1, ПМ2	Прожекторная мачта с молниеотводом	2
МО1, МО2	Молниеотвод	2

На кустовой площадке №2а число проектируемых добывающих скважин- 19 шт.

Количество скважин на кустовой площадке должно быть не более 24 шт. в соответствии с п.6.1.18 СП 231.1311500.2015.

Размещение проектируемых скважин на кустовой площадке №2а предусмотрено двумя группами 12 и 7 скважин. Расположение скважин на кусте принято в ряд. Расстояние между скважинами 9,0 м. Расстояние между группами скважин – 18,0 м.

Расстояние между скважинами принято согласно схеме разбуривания куста скважин, предоставленной Заказчиком.

Для обеспечения безопасности работ на скважинах с газовым фактором до 1000 м<sup>3</sup>/т предусмотрены следующие решения:

- в обвязке фонтанной арматуры скважин предусматривается установка клапана-отсекателя шлейфового, срабатывающего при аварийном повышении

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

10

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата

давления выше 3,9 МПа или понижения давления менее 0,8 МПа. Клапан-отсекатель отличается повышенной герметичностью затвора (класс герметичности А по ГОСТ 9544-2015), имеет визуальный сигнализатор открытого положения, может быть заблокирован в открытом положении. Взвод клапана после срабатывания производится вручную. Диапазон настройки на срабатывание (на повышение МПа) 2,5-5,0 МПа. Условное давление клапана Ру25,0 МПа, условный проход Ду80;

- измерительные установки ИУ-1, 2, к которым подключаются выкидные трубопроводы от проектируемых добывающих скважин, имеют диапазон номинальных значений дебита, подключенных к установке скважин, 4-400 м<sup>3</sup>/сут. (для одной скважины), газовый фактор, (при нормальных условиях) рабочей среды - до 1000 м<sup>3</sup>/т:

- пропускная способность огнепреградителя Ду100, установленного на свечах рассеивания дренажных емкостей ЕД-1, 2, составляет 230 м<sup>3</sup>/ч.

Кустовая площадка №2а имеет два въезда от внутрипромысловой автодороги. Технологическое оборудование и сооружения на кустовой площадке размещено с обеспечением необходимых по нормам проходов, проездов, противопожарных разрывов.

Монтаж и эксплуатация блочного оборудования должны осуществляться в соответствии с технической документацией и требованиями завода-изготовителя.

Технологические блок-боксы полной заводской готовности расположены на свайном основании, площадки обслуживания подняты на высоту, чтоб не занесло снегом. Блоки измерительных установок, блок установки дозирования химреагентов выполнены в блочном исполнении в блок-боксе. Блок-боксы имеют электрическое отопление, вентиляцию, освещение.

Блок дозирования реагента состоит из двух отсеков: технологического отсека и отсека управления, смонтированных на одной раме и под единой крышей. Отсеки разделены воздушной перегородкой.

Все несущие и ограждающие конструкции блоков выполнены из негорючих материалов (НГ).

В блоках категории А полы выполнены герметичными искробезопасными (п. 6.5.45, 6.5.46 СП 4.13130.2013). Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру блока категории А с использованием ЛВЖ и ГЖ предусмотрены бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (п. 6.10.5.20 СП 4.13130.2013).

В блоках категории А предусмотрены легкобрасываемые конструкции (п. 6.2.6 СП 4.13130.2013).

В блоках категории А объемом до 500 м<sup>3</sup> категорий А без постоянного присутствия производственного персонала предусмотрена естественная вытяжная вентиляция из верхней зоны, рассчитанная на однократный воздухообмен, и вытяжная механическая вентиляция периодического действия, рассчитанная на удаление из нижней зоны 8-кратного объема воздуха по полному объему помещения (п. 6.13.2.4 ГОСТ Р 58367-2019).

Включение периодической вентиляции в блоках производится автоматически от газоанализаторов при достижении 10% от нижнего предела взрывоопасности, во

Согласовано				
Изм. № подл.				
Подп. и дата				
Взам. Инв. №				

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата

всех других случаях включение периодической вентиляции производится нажатием кнопки, расположенной у входной двери снаружи, за 10 мин. до входа персонала в помещение.

Проектом предусмотрено автоматическое отключение электроприемников, установленных в блоках категории А при пожаре. В блоках категории А предусмотрено включение вентиляторов при 10% НКПВ, а также предусматривается отключение технологического оборудования блока при 50% НКПВ.

Расстояния между сооружениями приняты из условия удобства монтажа, ремонта и обслуживания.

Монтаж и эксплуатация блочного оборудования должны осуществляться в соответствии с технической документацией и требованиями завода-изготовителя. Высота фундамента блока (конструкцию в строительной части проекта) выбрана исходя из условий технологического процесса, удобства монтажа и обслуживания. На аппаратах и на эстакадах предусмотрены площадки обслуживания.

Свободная высота эстакад для трубопроводов над проездами и проходами принята не менее:

- для пешеходных дорог – 2,2 м.;
- для автомобильных дорог – 5,0 м.

Для сохранения температуры, предотвращения образования ледяных гидратных пробок выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы прокладываются подземно (п. 6.2.3.6 ГОСТ-58367-2019). При этом учитывался опыт строительства, эксплуатации кустовых площадок на объектах Западно-Сибирского нефтегазового комплекса с прокладкой данных труб в подземном исполнении.

Расстояния по горизонтали (в свету) от подземных трубопроводов до опор эстакад принято не менее 1,0 м (п. 6.10 СП 18.13330.2019).

При пересечении подземных трубопроводов в свету принято не менее 200 мм (п. 6.12 СП 18.13330.2019).

В свету между выкидными трубопроводами при подземной прокладке в одной траншее расстояние между осями труб принято 500 мм (не менее 400 мм в свету согласно п.10.1.32 ГОСТ 32569-2013 для диаметров труб до 300 мм включительно).

Глубина заложения подземных трубопроводов принято не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы.

Технологические трубопроводы Н1, Н19, Д1, Г16 проложены подземно согласно п.6.2.3.6 ГОСТ Р 58367-2019. Технологические трубопроводы Н52, Н53 и Р1 проложены надземно на низких несгораемых опорах на расстоянии от поверхности земли до низа трубы не менее 0,5 м согласно п.10.1.5, 10.1.19 ГОСТ 32569-2013.

Технологические трубопроводы на кусте №2а проложены на отметках (низ трубопровода):

- Н1 – на отметке минус 1,2 м, минус 1,95 м, минус 1,7 м;
- Н19 – на отметке минус 1,0 м;
- Н52 – на отметке плюс 1,0 м;
- Р1 – на отметке плюс 1,0 м, плюс 2,3 м;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

– Д1, Г16 – на отметке минус 1,425 м (минимальная отметка).

Подземные выкидные трубопроводы Н19, нефтегазопровод от измерительных установок Н1 проложены без уклона (допускается по п. 10.1.4 ГОСТ 32569-2013) с мероприятиями по опорожнению трубопроводов.

Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие их опорожнение при останове трубопроводов: опорожнение выкидных трубопроводов, производится вытеснением через измерительную установку в дренажную линию. Подача азота для вытеснения нефти из выкидной линии подается через обвязку фонтанной арматуры.

На надземной части нефтегазопровода, на дренажной линии в измерительной установке предусмотрена запорная арматура для присоединения съёмных трубопроводов или гибких шлангов для возможности опорожнения участков в случае аварии или при проведении ремонтных работ.

Согласно п. 10.1.4 ГОСТ 32569-2013 трубопровод реагента Р1 проложен с уклоном 0,002 в сторону закачки в нефтегазопровод, дренажные трубопроводы Д1 и трубопровод сброса с предохранительного клапана Г16 проложены с уклоном 0,003 в сторону подземной дренажной емкости.

Пересечение трубопроводами Н1, Н19 внутриплощадочной автомобильной дороги согласно п. 10.1.28 ГОСТ 32569-2013 выполнено в защитном футляре. Глубина заложения под автодорогой не менее 0,6 до верха футляра от полотна автодороги согласно п.6.12(а) СП 18.13330.2019. Концы футляра выведены от обочины дороги не менее чем на 2 м. При протаскивании через защитный футляр предусмотрены мероприятия по предотвращению повреждений наружного изоляционного слоя с установкой опорно-направляющих колец на трубопровод. На обоих концах кожуха предусмотрены уплотнения, обеспечивающие герметичность межтрубного пространства в целях охраны окружающей среды.

Трубопроводная арматура размещена в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания.

Прокладка технологических трубопроводов обеспечивает:

- возможность использования предусмотренных проектом подъемно-транспортных средств и непосредственного контроля за техническим состоянием, для этого предусмотрен подъезд автомашин и автокранов к эстакадам;
- разделение на технологические узлы и блоки с учетом производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов и испытанию;
- изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;
- предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;
- наименьшую протяженность трубопроводов;
- исключение провисания и образования застойных зон;
- возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов;
- возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист
							13



Основное функциональное назначение проектируемых внутренних дорог – обеспечение перевозок производственных и хозяйственных грузов и подъезда специального (грузоподъемного, пожарного и пр.) автотранспорта к сооружениям при эксплуатации, в аварийных ситуациях и для производства ремонтно-строительных работ.

Транспортная схема на кустовой площадке принята кольцевая. Кустовая площадка имеет два въезда.

На въездах на кустовую площадку предусмотрены площадки для стоянки пожарной техники, размером 20х20 м с покрытием из щебня h=0,30 м по ГОСТ 8267-93\*, расположенные за пределами обвалования площадки.

Ширина проездов принята 4,0 м с покрытием из щебня h=0,30 м по ГОСТ 8267-93\*.

Противопожарные расстояния между зданиями, сооружениями и наружными установками, обеспечивающие пожарную безопасность объектов капитального строительства приняты:

– Въезд на территорию объекта и выезд (Статья 98 ФЗ РФ № 123-ФЗ от 22 июля 2008г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (в ред. Федерального закона от 10.07.2012 № 117-ФЗ).

– К зданиям, сооружениям и строениям по всей их длине обеспечен подъезд пожарных автомобилей с одной стороны при ширине здания, сооружения не более 18 метров (ст. 98 п. 4 Федеральный закон РФ № 123-ФЗ от 22 июля 2008г.).

– Предусмотрены автомобильные проезды шириной не менее 3,5м с разворотной площадкой не менее 15,0х15,0 м (ст.98 п. 6, 8 Федеральный закон РФ № 123-ФЗ от 22 июля 2008г.).

– Ширина ворот автомобильных въездов на площадке предприятия принята по наибольшей ширине применяемых автомобилей плюс 1,5 м, но не менее 4,5 м СП 18.13330.2019.

– Противопожарные разрывы между блок - боксами и другими объектами устанавливаются в соответствии с требованиями приложения 2, 3 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534, СП 4.13130.2013.

– Противопожарные расстояния между энергетическими сооружениями и взрывоопасными установками приняты по ПУЭ с учетом данных по относительной плотности попутного газа (0,678 – газ легкий):

1) от добывающей скважины:

- до площадки под КТПН, ТМПН и станции управления, до аппаратного блока – 43,0 м (25 м в соответствии с разделом VII ПУЭ),

от площадки под КТПН, ТМПН и станции управления:

- до блока технологического измерительной установки – 15,90 м (не менее 15 м в соответствии с п.7.3.84 ПУЭ).

Для размещения пожарной техники на въезде на кустовую площадку имеются площадки размером 20х20 м. В местах установки передвижной пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления. Места

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист
							14

заземления передвижной пожарной техники определяются специалистами строящихся объектов совместно с представителями пожарной охраны и обозначаются знаками заземления.

Место присоединения, определяемое представителями пожарной охраны совместно с энергетиками, оборудуется металлической стойкой, со знаком заземления, соединенной с заземлителем. Стойка выполняется из металлической трубы диаметром 108 мм, высотой 1,5 м.

Территория площадки имеет наружное освещение в темное время суток для быстрого нахождения мест размещения пожарного инвентаря, а также подъездов к входам в здания и сооружения. Места размещения (нахождения) средств пожарной безопасности и специально оборудованные места для курения должны быть обозначены знаками пожарной безопасности (согласно ГОСТ 12.4.026-2015), в том числе знаком пожарной безопасности "Не загромождать".

Сигнальные цвета и знаки пожарной безопасности должны соответствовать требованиям нормативных документов по пожарной безопасности.

## 1.5 Характеристика оборудования

### Обустройство проектируемых устьев скважин

Добывающие скважины оборудуются электроцентробежными насосными (ЭЦН).

Рабочее давление на устье добывающих скважин до 2,5 МПа, максимальное рабочее давление - 4,0 МПа.

Фонтанная устьевая арматура (елка) оборудуется на заводе необходимыми приборами для замера температуры, трубного давления продукции скважины, дискретным штуцером, обратным клапаном, монтажным универсальным устройством и в проектную документацию не входит.

В обвязке фонтанной арматуры проектом предусматривается установка запорного устройства для технологических операций Ду80, Ру4,0 МПа, клапана обратного АФК1-21-65-400Г-04, штуцера дискретного ШД 2-21-9-18, запорного вентиля «Пробоотборник», задвижки клиновой Ду80, Ру4,0 МПа.

Для проведения ремонтных работ в обвязке скважины предусматривается разъемное фланцевое соединение для возможности демонтажа трубопроводов обвязки устьевой арматуры.

В целях обеспечения требований п.п. 7.1.9 и 7.1.10 СП 231.1311500.2015 и согласно п. 6.7.3.1 ГОСТ Р 58367-2019 при ремонте сбор загрязненных стоков осуществляется в переносные (мобильные) приустьевые поддоны и емкости, которыми оснащены ремонтные бригады.

Для растяжек ремонтного агрегата предусмотрены четыре инвентарных якоря.

Проектом предусматривается проектирование обслуживающих (исследовательских) площадок для проектируемых добывающих скважин в количестве 1 площадка на 1 скважину (см. раздел 22-0025-ИЛОЗ).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

### Измерительные установки ИУ-1, 2

Для измерения в автоматическом и ручном режиме количества жидкости и газа, добываемых из проектируемых скважин кустовой площадки №2а приняты установки измерительные автоматизированные ИУ-40-12-1500, ИУ-40-8-1500 (производитель определяется тендером). Принципиальная схема установки измерительной приведена в приложении А.

#### Техническая характеристика

Количество подключаемых скважин, шт.	12, 7
Диапазон номинальных значений дебита, подключенных к установке скважин, м <sup>3</sup> /сут.	до 1500
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	до 1000
Расчетное давление, МПа	не более 4,0
Условный проход коллектора	200 мм
Условный проход отводящих труб	80 мм
Мощность установленная	не более 15 кВт

#### 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 3,8
- содержание механических примесей, мг/л не более 1000
- содержание сероводорода, объемных, % до 2
- газовый фактор, м<sup>3</sup>/т (при нормальных условиях) до 1000

#### Установки (в соответствии с ГОСТ Р 8.615 - 2005):

- 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

Средний срок службы должен быть не менее 20 лет.

Установка измерительная используется для непрерывных или дискретных измерений расходов и количества компонентов, полученных в результате сепарации продукции соответственно одной или нескольких нефтяных скважин, а также индикации, архивирования и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла. Обеспечивает для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины: прямые измерения среднего массового расхода и массы сырой сепарированной нефти; прямые измерения приведенных к стандартным условиям среднего объемного расхода и объема

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

свободного нефтяного газа на выходе сепаратора; косвенные измерения среднего массового расхода и массы сырой сепарированной безводной нефти.

В измерительном модуле для измерений массы и массового расхода сырой нефти и газа используются кориолисовые массовые счетчики — расходомеры.

Исполнение блока обеспечивает его эксплуатацию в диапазоне температур окружающей среды от минус 55 до плюс 50°C. Установка принята в проекте с антипарафиновым и антикоррозионным покрытием внутренних поверхностей трубопроводов и измерительной емкости. Оборудование измерительной установки защищено от завышения давления предохранительным пружинным клапаном. Сброс с предохранительного клапана предусматривается в дренажную емкость. Устранение загазованности в блоке обеспечивается вентиляцией с забором воздуха из нижней зоны помещения. Удаление нефти, разлившейся через неплотности, производится через специальный патрубок в дренажную емкость.

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009

А

Степень огнестойкости и класс функциональной пожарной опасности по СП 2.13130.2020

Ш, 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.

### Блок автоматики ИУ-1, 2

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009

Д

Степень огнестойкости и класс функциональной пожарной опасности по СП 2.13130.2020

Ш, СО, Ф5.1,

Климатическое исполнение

ХЛ1.

Температура воздуха в блоке

плюс 5° С.

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, естественной вентиляции, внутренним и наружным (перед входом) электроосвещением. Все оборудование смонтировано на металлическом основании.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Блок выполнен с металлическим каркасом из прокатных профилей, с металлическими панелями с утеплителем из минераловатных плит.

Вентиляция блока:

- естественная вытяжная через жалюзийные решетки в верхней части блока;
- естественная приточная через жалюзийные решетки в нижней части блока.

### Блок дозирования реагента

Для закачки реагентов в проектируемый нефтегазосборный трубопровод принята установка дозирования химического реагента блочного исполнения, состоящая из технологического отсека и отсека управления, смонтированных на одной раме и под единой крышей, отсеки разделены воздушной перегородкой (производитель определяется тендером). Принципиальная схема установки измерительной приведена в приложении Б.

#### Техническая характеристика

Количество насосов-дозаторов	2 (1 рабочий + 1 резервный)
НД 1,0 10/100 К14В	
Производительность, л/час	10 л/час
Рабочее давление, МПа	10,0
Объем внутреннего расходного бака	2,0 м <sup>3</sup>
Размеры блока	4140x2140x3000 мм;

Категория отсека технологического по СП 12.13130.2009	A;
Категория отсека управления по СП 12.13130.2009	B4;
Степень огнестойкости и класс функциональной пожарной опасности по СП 2.13130.2020	IV, СО, Ф5.1;
Климатическое исполнение	ХЛ1;

Установка выполняет следующие функции:

- закачку химреагента в расходный бак;
- дозированную подачу химреагента.

В технологическом помещении смонтированы:

- насос-дозатор, осуществляющий непрерывное объемное дозирование жидких реагентов;
- расходная емкость прямоугольного сечения, сварная, предназначенная для дозированного ввода определенного объема жидких реагентов в трубопровод за регламентируемый промежуток времени;

Для обеспечения безопасной эксплуатации УДХ-1 расходная емкость оснащается огнепреградителем исполнения ХЛ1 (п. 5.6.9 «Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»).

Блок-бокс представляет собой утепленный блок панельно-каркасной конструкции, оборудованный системами электроснабжения, электрического отопления, пожарной сигнализации, принудительной вентиляции, внутренним и

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

18

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата

наружным (перед входом) электроосвещением. Все оборудование смонтировано на металлическом основании.

Управление электрооборудованием, установленным в технологическом отсеке (обогреватели, освещение, вентилятор, насосы), производится со шкафа управления, находящемся в отсеке управления.

Температура воздуха в блоке – плюс 5<sup>0</sup> С. Режим работы - непрерывный, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Вентиляция станции смешанная:

- принудительная с помощью вентилятора, установленного в блоке;
- естественная с помощью дефлектора с клапаном и дверей.

Расчетный срок службы принимается не менее 10 лет.

В качестве реагента в проекте принят ингибитор коррозии марки КорМастер 1035 по ТУ 2458-002-50622652-2002.

Технология проведения отдельных процессов, основные технологические параметры подготовки нефти (время, температура, расход реагента и др.), газа и воды, материал труб, оборудования и антикоррозионные мероприятия для сред с высоким содержанием сероводорода и других агрессивных компонентов, размещение блоков дозирования химреагентов в системах сбора и транспорта нефти и газа должны приниматься по данным научно-исследовательских институтов, утвержденных в установленном порядке их руководством.

### Емкость подземная дренажная ЕД-1, 2

В качестве проектируемой дренажной емкости принята емкость подземные горизонтальные дренажные, типа ЕП-25-2400-3 (без подогревателя).

Емкость предназначена для опорожнения блоков технологических ИУ-1, 2, блока дозирования реагента.

Для обеспечения безопасной эксплуатации дренажная емкость оснащается огнепреградителем исполнения ХЛ1 (п.5.6.9 «Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»).

Длина дыхательной линии емкости составляет 3 м от уровня земли.

Техническая характеристика емкостей представлена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Техническая характеристика подземной дренажной емкости

Параметр	Ед. изм.	Значение
1	2	3
Номинальный объем аппарата	м <sup>3</sup>	25,0
Рабочее давление	МПа	не более 0,07
Рабочая температура	°С	от 5 до 20
Материал корпуса, штуцеров	-	сталь 09Г2С
Диаметр	мм	2400
Длина	мм	5826
Высота горловины	мм	1300
Рабочая среда дренажа	-	жидкость
Плотность среды дренажа	кг/м <sup>3</sup>	800-1560

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

19

Изм. Кол.уч Лист №док Подп. Дата

Параметр	Ед. изм.	Значение
1	2	3
Класс взрывоопасности зоны емкости у воздушника (ФЗ № 123-ФЗ от 22.07.2008 г)	-	1-й класс
Класс взрывоопасности зоны емкости у горловин и откачки трубопровода (ФЗ № 123-ФЗ от 22.07.2008 г)	-	2-й класс
Класс взрывопожароопасной зоны по ПУЭ	-	В1-г
Категория и группа взрывоопасной смеси (ГОСТ 31610.20-1-2020)	-	ПА-Т2
Категория по пожарной опасности (ФЗ № 123-ФЗ от 22.07.2008 г, СП 2.13130.2020)	-	АН
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	-	ХЛ1

Антикоррозионная защита внутренней поверхности емкости выполняется в заводских условиях. Технология защиты включает в себя многослойное полимерное покрытие.

Установка, регистрация, техническое освидетельствование емкостного оборудования, порядок оформления разрешения на ввод в эксплуатацию, эксплуатация и ремонт должны выполняться в соответствии с технической документацией на аппарат.

Объем, методы и периодичность технического освидетельствования емкостей должны быть определены изготовителем и указаны в руководстве по эксплуатации.

Перед внутренним осмотром и пневматическим испытанием аппарат должен быть остановлен, охлажден, освобожден от заполняющей его рабочей среды, отключен заглушками от трубопроводов согласно п.427 Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 №536 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением".

Результаты технического освидетельствования должны записываться в паспорте сосуда лицом, производившим освидетельствование, с указанием разрешенных параметров эксплуатации и сроков следующих освидетельствований.

Разрешение на ввод сосуда в эксплуатацию записывается в паспорте. Надзор, содержание, обслуживание и ремонт емкостного оборудования должны производиться в соответствии с технической документацией на емкостное оборудование, а также требованиями раздела IV Приказ Ростехнадзора Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 536 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением".

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

### 1.6 Технологические трубопроводы

К проектируемым технологическим трубопроводам на кустовой площадке №2а относятся трубопроводы:

- Н1 Трубопровод нефтегазосборный с ИУ
- Н19 Трубопровод выкидной от добывающих скважин
- Н52 Трубопровод откачки из дренажной емкости
- Н53 Трубопровод закачки жидкости в нефтегазопровод
- Р1 Трубопровод подачи реагента
- Г16 Трубопровод сброса с предохранительного клапана
- Д1 Трубопровод дренажный
- Ш1 Трубопровод дыхательный

Монтаж технологических трубопроводов на площадке производится согласно требованиям ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

В проектной документации приняты трубы:

- трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости класса прочности К52 из сталей с нормативным сопротивлением по пределу прочности не менее 502 МПа, с нормативным сопротивлением по пределу текучести не менее 338 МПа диаметром 219x8 мм (трубопроводы Н1);

- трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости класса прочности К52 из сталей с нормативным сопротивлением по пределу прочности не менее 502 МПа, с нормативным сопротивлением по пределу текучести не менее 338 МПа диаметрами: 57x6 мм, 89x8 мм, 114x6 мм (трубопроводы Н19, Д1, Г16, Ш1, Н52);

- трубы стальные бесшовные горячедеформированные класса прочности К48 из сталей с нормативным сопротивлением по пределу прочности не менее 470 МПа, с нормативным сопротивлением по пределу текучести не менее 265 МПа диаметрами: 25x3 мм (трубопровод Р1).

В качестве основной марки стали трубопроводов принята сталь 13ХФА, альтернативные марки стали трубопровода 05ХГБ, 20А, 20С, 09ГСФ и другие с классом прочности не менее К52.

Материалы труб и деталей трубопроводов соответствуют условиям эксплуатации объекта.

Трубы и фасонные детали трубопроводов должны быть изготовлены из стали, обладающей технологической свариваемостью, относительным удлинением металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 16% и ударной вязкостью не ниже  $KCU=30 \text{ Дж/см}^2$ ,  $KCV=20 \text{ Дж/см}^2$  при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода - при минус 60°C (п.7.1.2 ГОСТ 32569-2013).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист
							21



Характеристика технологических трубопроводов приведена в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Характеристика технологических трубопроводов

Обозначение	Назначение трубопровода	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Примечание
Н19	Трубопровод выкидной от добывающих скважин	89x8	Наружное заводское двухслойное полиэтиленовое покрытие на основе экструдированного полиэтилена усиленного типа (подземная часть)
Н1	Трубопровод нефтегазосборный от ИУ	219x8	Наружное заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие на основе экструдированного полиэтилена усиленного типа (подземная часть)
Ш1	Трубопровод дыхательный	114x6	
Н52	Трубопровод откачки из дренажной емкости	89x8	
Н53	Трубопровод закачки жидкости в нефтегазопровод	89x8	
Р1	Трубопровод подачи реагента	25x3	
Г16	Трубопровод сброса с предохранительного клапана	114x6	
Д1	Трубопровод дренажный	57x6 114x6	

Для исключения застывания нефти в проектируемых технологических трубопроводах выполнен теплогидравлический расчет выкидных трубопроводов Н19 (Ду80) от добывающих скважин №10 и №19 и трубопровода нефтегазосборного Н1 от ИУ-2 (Ду200).

Теплогидравлический расчет трубопроводов выполнен в программе «PIPSIMe».

Исходные данные и результаты теплогидравлического расчета приведены в таблице 1.7

Таблица 1.7 – Исходные данные и результаты теплогидравлического расчета технологических трубопроводов

Наименование участка	Расход нефти	Расход жидкости	Расход газа	Диаметр	Толщина стенки	Длина	Давление P1	Давление P2	Скорость	Перепад давления	Температура нач.	Температура конеч.
	т/сут	м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /сут.	мм	мм	м	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м/с	(кгс/см <sup>2</sup> )/км	град Цельсия	град Цельсия
Н19 (скв. 10 -ИУ-1)	19,1	60,98	15288	89	8	122,1	34,56	34,66	1,36	0,82	40	37,32
Н1 (ИУ-2-ИУ-1)	363,2	1158,62	290560	219	8	167,5	35,56	35,73	3,25	1,0	37,14	37,13
Н19 (скв. 19-ИУ-2)	19,1	60,98	15288	89	8	119,0	35,73	35,82	1,32	0,80	40	39,94

По результатам теплогидравлического расчета температура рабочей среды в технологических трубопроводах не опускается ниже 37,13<sup>0</sup>С, застывания рабочей среды не произойдет.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

22

Изм. Кол.ч Лист Недок Подп. Дата

## 1.7 Расчет на прочность и расчет срока службы трубопроводов

Выбор материала трубопроводов произведен с учетом следующих технико-экономических показателей:

- температуры среды;
- давления в системе транспорта газа;
- климатических условий эксплуатации;
- коррозионной активности среды.

Расчет труб и деталей технологических трубопроводов на прочность выполнен в программе «СТАРТ» в соответствии с ГОСТ 32388-2013 «Технологические трубопроводы».

Исходные данные и результаты расчетов труб и деталей приведены в таблицах 1.8.

Таблица 1.8 – Исходные данные и результаты расчета технологических трубопроводов

Наименование параметров	Ед. изм.	Величина	Величина	Величина	Величина
Наружный диаметр	мм	<b>114</b>	<b>89</b>	<b>219</b>	<b>25</b>
Расчетное давление	МПа	0,2	4,0	4,0	10,0
Принятая толщина стенки	мм	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>3</b>
Рип- нормативные сопротивления по пределу прочности	МПа	502	502	502	470
Руп- нормативные сопротивления по пределу текучести	МПа	338	338	338	265
t -расчетная толщина стенок труб (с учетом прибавки на утонение стенки)	мм	2,0	2,10	3,147	1,075
Прибавка на утонение стенки	мм	0,75	1,0	1,0	0,375
Наименьшая толщина стенки при эксплуатации	мм	2,0	2,10	3,147	1,075
Назначенный (расчетный) срок службы (0,1 мм/год)	мм	40,0	59,0	48,53	20
Принятый срок службы	лет	20,0	20,0	20,0	20

Механические свойства основного металла труб и соединительных деталей приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Механические свойства основного металла труб и соединительных деталей

Марка стали	Времен. сопротивление разрыву, не менее кгс/мм <sup>2</sup>	Предел текучести, Не менее кгс/мм <sup>2</sup>	Удлинение, не менее %	Ударная вязкость, не менее Дж/см <sup>2</sup>
Класс прочности не менее К52 (трубы и детали трубопроводов): – 13ХФА, – 20А, – 20«С»	510 502 502	353 338 388	20-22	30 (КСU при минус 60°С) 20 (КСV при минус 60°С)

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

23

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата



химически опасных производствах», указаниями паспортов и инструкций поставщика оборудования.

Продувку трубопроводов выполнить в соответствии с п.13.4 ГОСТ 32569-2013. Продувку выполнить воздухом.

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 продувки тщательно осмотрена и очищена. Монтажные шайбы, установленные вместо измерительных диафрагм, могут быть заменены рабочими диафрагмами только после продувки трубопровода.

Категории и группы технологических трубопроводов определены согласно п.5 ГОСТ 32569-2013.

Категории, группы и величина испытательного давления технологических трубопроводов приведена в таблице 1.10.

Испытание трубопроводов на прочность и на плотность выполнить пневматическим способом.

Значение величины пробного давления на прочность при пневматическом способе испытания для каждого участка трубопровода устанавливается согласно п.13.2.1 ГОСТ 32569-2013, выбирается большее из двух значений. Значение величины пробного давления на прочность в проекте принимается равной  $1,43 \cdot P_{расч}$ .

Пневматическое испытание допускается применять на технологических трубопроводах с PN не более 10 МПа с учетом требований п.13.1.12 ГОСТ 32569-2013, а если давление в трубопроводе выше – с учетом требований п.13.1.13 ГОСТ 32569-2013.

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

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

Во время осмотра подъем давления должен быть приостановлен. При осмотре обстукивание трубопровода, находящегося под давлением, запрещается.

Места утечки определяют по звуку просачивающегося воздуха, а также по пузырькам при покрытии сварных швов, фланцевых и других соединений мыльной эмульсией и другими методами.

Дефекты устраняют только при снижении давления до нуля и отключении компрессора.

На время проведения пневматических испытаний на прочность как внутри помещений, так и снаружи должна устанавливаться охраняемая (охранная) зона. Минимальное расстояние от края зоны до трубопровода должно составлять не

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

менее 25 м при надземной прокладке трубопровода и не менее 10 м при подземной. Границы охранной зоны должны отмечаться флажками.

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

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

Компрессор и манометры, используемые при проведении пневматического испытания трубопроводов, должны располагаться вне охранной зоны.

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

Трубопроводы групп А(б), Б(а), Б(б) должны подвергаться дополнительному пневматическому испытанию на герметичность согласно п.13.5 ГОСТ 32569-2013 с определением падения давления во время испытания. При этом для трубопроводов группы Б(а), Б(б) падение давления не должно превышать 0,2% за час для труб диаметром до 250 мм, падение давления не более 0,1% за час для трубопроводов группы А(б). Время испытания не менее 24 часов.

Согласно п. 13.5.3 ГОСТ 32569-2013 дополнительное испытание на герметичность проводят давлением, равным рабочему, а для вакуумных трубопроводов - давлением 0,1 МПа (1 кгс/см<sup>2</sup>).

Так как трубопроводы Ш1, Г16 и Д1 работают без избыточного давления (Р<sub>раб.</sub>=атм.), то дополнительное пневматическое испытание на герметичность этих трубопроводов не требуется.

Пуск и остановку трубопроводов в зимнее время проводить в соответствии с приложением Б ГОСТ 32569-2013 «Регламент проведения в зимнее время пуска (остановки) и испытаний на герметичность трубопроводов, расположенных на открытом воздухе или в неотапливаемых помещениях и эксплуатируемых под давлением».

Таблица 1.10 – Характеристика трубопроводов

Обозначение	Назначение трубопровода	Среда	Расчетные параметры		Группа, категория трубопроводов	Рисп, МПа			Контроль сварных соединений 100%, В.т.ч ультразвуковой или радиографический метод, %
			Р, МПа	Т, °С		Прочность	Плотность	Герметичность	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Н1	Трубопровод нефтегазосборный от ИУ	Нефть Газ	4,0	5÷40	Аб I	5,72	4,0	4,0	20
Н19	Трубопровод выкидной от добывающих скважин	Нефть Газ	4,0	5÷40	Аб I	5,72	4,0	4,0	20

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

26

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата

Ш1	Трубопровод дыхательный	Газ	0,07	45÷40	Ба II	-	-	-	10
H52	Трубопровод откачки из дренажной емкости	Нефть	0,07	45÷40	Аб II	0,2	0,1	0,1	10
H53	Трубопровод закачки жидкости в нефтегазопровод	Нефть	4,0	45÷40	Аб I	5,72	4,0	4,0	20
Г16	Трубопровод сброса с предохранительного клапана	Газ	0,07	45÷40	Ба II	0,2	0,1	0,1	10
Д1	Трубопровод дренажный	Нефть	0,07	45÷40	Аб II	0,2	0,1	0,1	10
Р1	Трубопровод подачи реагента	Реагент	10,0	60	Аб I	14,3	10,0	10,0	100* (*с учетом сварки разнородных сталей)

### 1.9 Сварочно-монтажные работы

Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов должен производиться согласно требованиям п.12 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

При монтаже трубопроводов следует осуществлять входной контроль качества материалов, деталей трубопроводов и арматуры на соответствие их сертификатам, стандартам, техническим условиям и другой технической документации, а также операционный контроль качества выполненных работ. Выявленные дефекты подлежат устранению до начала последующих операций.

Контроль сварных соединений технологических трубопроводов неразрушающими методами согласно п.12.3.5 ГОСТ 32569-2013 должен быть не менее 100%, в том числе ультразвуковым или радиографическим методом в зависимости от категории трубопровода в % от общего числа, сваренных каждым сварщиком соединений.

Согласно п.12.3.2 ГОСТ 32569-2013 пооперационный контроль предусматривает проверку:

- качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и ТУ на изготовление и поставку;
- качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков (угол скоса кромок, совпадение кромок, зазор в стыке перед сваркой, правильность центровки труб, расположение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках);
- температуры предварительного подогрева;
- качества и технологии сварки (режима сварки, порядка наложения швов, качества послойной зачистки шлака);
- режимов термообработки сварных соединений.

Объемы ультразвукового или радиографического контроля сварных соединений (с учетом сварки разнородных сталей) приведены в таблице 1.10.

Сдача и приемка трубопроводов после монтажа осуществляется в соответствии с требованиями п.13.6 ГОСТ 32569-2013.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

### 1.10 Обогрев трубопроводов

Проектом обогрев технологических трубопроводов и арматуры не предусматривается.

### 1.11 Защита трубопроводов от коррозии

Согласно п.48 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 технологическое оборудование и трубопроводы, предназначенные для эксплуатации в условиях контакта с агрессивными и коррозионно-опасными веществами, должны быть оснащены приборами и устройствами для контроля за коррозией и коррозионным растрескиванием.

Продукцией добывающих скважин является газодонефтяная эмульсия (скорость коррозии не более 0,1 мм/год).

В составе нефтяной эмульсии отсутствует сероводород, мероприятия по оснащению приборами и устройствами для контроля за коррозионным растрескиванием проектом не предусмотрены.

Перечень технологического оборудования и трубопроводов, предназначенных для эксплуатации в условиях контакта с агрессивными и коррозионно-опасными веществами:

- измерительная установка,
- нефтегазопроводы,
- емкость подземная дренажная,
- скважины.

Измерительная установка принята в проекте с антипарафиновым и антикоррозионным покрытием внутренних поверхностей трубопроводов и измерительной емкости.

Подземная дренажная емкость принята с внутренним антикоррозионным покрытием.

Проектом предусмотрена подача реагентов в нефтегазопровод установкой дозирования химреагента. Для ликвидации АСПО в скважинах рекомендуется тепловая обработка парогенераторными установками типа ППУА, периодическая механическая очистка внутренней полости НКТ, перекачка горячей нефти в за трубное пространство при помощи АДПМ.

На кустовой площадке приняты трубы с антикоррозионной изоляцией усиленного типа в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98:

- для подземных участков трубопроводов Н1 - наружное трехслойное полиэтиленовое покрытие по ТУ 1390-003-52534308-2013 в заводских условиях;
- для подземных участков трубопроводов Н19 - наружное двухслойное полиэтиленовое покрытие по ТУ 1390-003-52534308-2013 в заводских условиях.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист
							28

Покрытие фасонных деталей принято:

- для подземных участков трубопроводов Н1, Н19 - наружное двухслойное эпоксидное покрытие по ТУ 1390-001-52534308-2013 в заводских условиях.

Допускается применение для строительства подземной части трубопровода Н1 труб с наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием по ТУ 1390-003-52534308-2013 в заводских условиях.

Для подземных участков трубопроводов Д1, Г16 и защитных футляров трубопроводов Н19, Н1 - антикоррозионная изоляция усиленного типа в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 в трассовых условиях номер конструкции 15:

- изоляционная пленка - один слой толщиной не менее 0,6 мм;
- праймер - один слой;
- защитная обертка - один слой толщиной не менее 0,6 мм.

Для антикоррозионной защиты зоны сварных стыков стальных труб с наружным антикоррозионным покрытием предусмотрены термоусаживающиеся манжеты «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004.

Манжета представляет собой изоляционный материал, состоящий из радиационно-модифицированной полиэтиленовой пленки-основы, совмещенной с термопластичным адгезивом, наносимый на зону сварного стыка по эпоксидному праймеру. Манжета состоит из термоусаживающейся ленты определенной длины, ширины и толщины, замковой пластины (ленты-замка), эпоксидного праймера и аппликатора (заполнителя) для сварных швов. Ширина манжеты 450 мм.

В качестве альтернативы материала для изоляции сварных стыков возможно применение антикоррозионного покрытия, толщиной от 1,7 мм до 2,3 мм, включающего в себя:

- ленту полимерную, толщиной от 0,6 до 0,8 мм;
- мастику асмольную, толщиной от 1,1 до 1,5 мм;
- антиадгезивный материал, толщиной от 0,03 до 0,06 мм.

Для антикоррозионной защиты зоны сварных стыков стальных труб с наружным антикоррозионным покрытием допускается применение термоусаживающихся манжет «ТЕРМА-СТАР» по ТУ 2245-048-82119587-2014, термоусаживающихся манжет "НОВОРАД СТ-60" по ТУ 2293-018-72131966-2017.

Для обеспечения высокой степени антикоррозионной защиты сварных стыков установку (формирование) манжеты следует производить в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

Арматуру и надземные участки трубопроводов без антикоррозионного покрытия покрыть двумя слоями эмали НЦ-132 ГОСТ 6631-74 по двум слоям грунтовки НЦ-081 по ТУ 6-10-902-84 с последующей теплоизоляцией.

При переходе от надземной прокладки трубопроводов к подземной теплоизоляционное покрытие должно быть нанесено на 0,5 м ниже поверхности земли. Подземные участки покрытия и участки покрытия на 0,5 м выше уровня земли покрыть полимерно-битумной лентой в один слой для гидроизоляции.

Опознавательную окраску трубопроводов выполнить согласно ГОСТ 14202-69.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист
							29



Наружную поверхность подземных емкостей ЕД-1, 2 покрыть антикоррозийной изоляцией весьма усиленного типа согласно ГОСТ 9.602-2016, номер конструкции 5:

- изоляционная пленка - 7 слоев общей толщиной не менее 4,0 мм;
- праймер - один слой;
- защитная обертка - один слой толщиной не менее 0,6 мм.

После монтажа до начала эксплуатации трубопроводов рекомендуется производить измерение толщины стенок основных элементов и определяются реперные точки, по которым в дальнейшем производится замер толщин.

К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

При наружном диагностировании технического состояния трубы могут использоваться ультразвуковые измерительные установки, ультразвуковые толщиномеры, магнитопорошковые дефектоскопы, ультразвуковые дефектоскопы и т.д.

Кроме того, при диагностировании технического состояния могут использоваться передвижные лаборатории контроля качества трубопровода, укомплектованные широкой номенклатурой приборов, оборудования и принадлежностей для внешнего осмотра, операционного контроля, радиографического, ультразвукового, магнитного контроля.

Выше перечисленные операции контролируются ответственными работниками подрядчика и Заказчика, оформляются соответствующими документами (актами на скрытые работы, разрешениями на производство последующих работ).

## 1.12 Тепловая изоляция трубопроводов

На кустовой площадке с целью уменьшения тепловпотерь и предохранения надземных трубопроводов от замерзания проектом предусмотрена прокладка проектируемых трубопроводов в тепловой изоляции без теплообогрева.

Работы по тепловой изоляции выполняются в соответствии с требованиями СП 61.13330.2012 и СП 41-103-2000 после испытания трубопроводов на прочность и плотность, устранения всех обнаруженных при этом дефектов и нанесения антикоррозионного покрытия.

В качестве теплоизоляционного материала приняты:

- для арматуры – съемные полуфутляры из матов минераловатных прошивных марки М-100 ГОСТ 21880-2022 - негорючие;
- для трубопроводов и деталей трубопроводов - маты минераловатные прошивные марки М-100 ГОСТ 21880-2022 - негорючие.

Толщина тепловой изоляции принята:

- для труб и арматуры Ду 50 и менее – 50 мм,
- для труб и арматуры Ду 80, 100 – 60 мм,
- для труб Ду 200 – 70 мм;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Покровный слой поверх изоляции – сталь тонколистовая оцинкованная ГОСТ 14918-80\* толщиной 0,5 мм.

Для крепления теплоизоляционного и покровного слоев применить бандаж из ленты алюминиевой марки АД1.М (0,8x20) мм ГОСТ 13726-97, который крепится пряжками бандажными марки I-A по ТУ 36.16.22-64-92.

Выше перечисленные операции контролируются ответственными работниками подрядчика и заказчика, оформляются соответствующими документами (актами на скрытые работы, разрешениями на производство последующих работ).

### 1.13 Трубопроводная арматура

Арматуру выбирают стальную фланцевую в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности».

Трубопроводная арматура, рекомендуемая к применению в данной проектной документации, соответствует требованиям технических условий на изготовление, стандартам на поставку, имеет заводскую маркировку, а также Сертификаты соответствия государственным стандартам России.

Материал арматуры выбирается в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды. В проектной документации используется трубопроводная арматура, изготавливаемая Российскими заводами и предприятиями.

Трубопроводная арматура поставляется проверенной и испытанной, в полном комплекте, и обеспечивает расконсервацию без разборки. Арматура комплектуется эксплуатационной документацией, в том числе паспортом, техническим описанием и руководством по эксплуатации. На арматуре указаны условное давление, условный диаметр, марка материала и заводской или инвентаризационный номер.

В технической документации на арматуру поставщик указывает условия и требования безопасной эксплуатации, методику проведения контрольных испытаний, ресурс и срок эксплуатации, порядок технического обслуживания, ремонта и отбраковки.

Применяемая арматура (краны, задвижки, вентили, клапаны) соответствует расчетному давлению в трубопроводе.

Согласно п.13.1.7 ГОСТ 32569-2013 перед проведением испытаний вся запорная арматура, установленная на трубопроводе, должна быть полностью открыта, сальники уплотнены; на месте регулирующих клапанов и измерительных устройств должны быть установлены монтажные катушки; все врезки, штуцера, бобышки для контрольно-измерительных приборов должны быть заглушены.

Герметичность затворов всей применяемой арматуры соответствует классу А ГОСТ 9544-2015.

Арматура фланцевая для трубопроводов заказывается в комплекте с ответными фланцами, крепежом и прокладками. Принятые в проекте арматура и фланцы имеют климатическое исполнение ХЛ1.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист
							31

Принятые в проекте арматура и фланцы имеют климатическое исполнение ХЛ1.

Отбраковочная толщина стенки корпуса арматуры равна 3 мм для арматуры диаметром до 80 мм, 4,5 мм для арматуры диаметром 100, 200 мм.

Расчетный срок службы трубопроводной арматуры принимается по данным паспортов на эти изделия не менее 25 лет.

Электроприводы арматуры, устанавливаемое во взрывоопасных зонах входит в группу II, и относится к температурному классу Т4.

Управляющие модули и электроприводы задвижек применены во взрывозащищенном исполнении, маркировка по взрывозащите 1ExdeIICT4, степень защиты оболочки привода IP67.

Таблица 1.11 - Техническая характеристика применяемой арматуры

Наименование арматуры	Тип, марка	Техническая характеристика
1	2	3
Задвижка клиновая со сплошным клином с выдвижным шпинделем с электроприводом, фланцевая с ответными фланцами по <u>ГОСТ 33259-2015</u> (уплотнительная поверхность Е-Ф), с прокладками по ГОСТ Р52376-2005 и крепежными изделиями (шпильки, гайки), климатического исполнения ХЛ1 по <u>ГОСТ 15150-69</u> , с герметичностью затвора класса А по <u>ГОСТ 9544-2015</u>	ЗЛКП	DN 200, PN40 (4,0 МПа) тип 30лс915нж
Задвижка клиновая со сплошным клином с выдвижным шпинделем, фланцевая с ответными фланцами по <u>ГОСТ 33259-2015</u> (уплотнительная поверхность Е-Ф), с прокладками по ГОСТ Р52376-2005 и крепежными изделиями (шпильки, гайки), климатического исполнения ХЛ1 по <u>ГОСТ 15150-69</u> , с герметичностью затвора класса А по <u>ГОСТ 9544-2015</u>	ЗЛК	DN80, 200, PN40 (4,0 МПа) тип 30лс15нж DN80, PN16 (1,6 МПа) тип 30лс41нж
Клапан запорный фланцевый с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями (шпильки, гайки), климатического исполнения ХЛ1 по <u>ГОСТ 15150-69</u> , с герметичностью затвора класса А по <u>ГОСТ 9544-2015</u>	КЗ	DN20, PN160 (16,0 МПа) тип 15лс57нж
Клапан обратный фланцевый в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями (шпильки, гайки), климатического исполнения ХЛ1 по <u>ГОСТ 15150-69</u>	ККО	DN20, PN160 (16,0 МПа) тип 16лс48нж
Предохранитель огневой фланцевый, в комплекте с ответными фланцами по <u>ГОСТ 33259-2015</u> (уплотнительная поверхность Е-Ф), с прокладками по ГОСТ Р52376-2005 и крепежом (шпильки, гайки), климатического исполнения УХЛ1 по <u>ГОСТ 15150-69</u>	ПО	DN300, PN16 (1,6 МПа)

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

32

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата

### 1.14 Контроль качества и операционный контроль

При производстве строительно-монтажных работ должен осуществляться производителями работ строительных и специализированных организаций операционный контроль их качества (по всем технологическим процессам). Представители Заказчика, а также представители органов государственного надзора производят выборочный контроль качества работ.

С целью повышения качества строительства и обеспечения эксплуатационной надежности на всех этапах строительства должен выполняться входной, операционный и приемочный контроль.

При входном контроле проверяется соответствие поступающих труб, фасонных деталей, арматуры, крепежных изделий и сварочных материалов стандартам и спецификациям на эти изделия. Входной контроль изделий должен проводиться методами, указанными в паспортах фирмы-поставщика.

Все детали, узлы трубопроводов, сварочные материалы, запорная арматура должны иметь технические паспорта и сертификаты завода-изготовителя.

При операционном (технологическом) контроле проверяется:

- соблюдение заданной технологии выполнения строительных процессов согласно ВСН и ППР;
- соответствие выполняемых работ рабочим чертежам и СП и СНиПам;
- строгое соблюдение последовательности выполнения строительных процессов.

Приемочный контроль состояния изоляции законченных после строительства участков трубопроводов осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Скрытые работы подлежат промежуточной приемке с составлением актов, при этом проверяют:

- соответствие выполненных работ проекту;
- качество применяемых материалов, деталей, конструкций;
- качество выполнения строительно-монтажных работ.

Контроль качества подготовительных работ осуществляется службой технического надзора путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной и нормативной документации.

При строительстве трубопроводов в обязательном порядке выполняется 100% пооперационный контроль качества строительно-монтажных работ силами независимого технического надзора.

Качество изоляционного покрытия проверяют на всех стадиях производства работ: на стеллаже изоляционного стенда, перед укладкой и после укладки трубопровода в траншею.

Качество изоляционных покрытий трубопроводов должен проверять подрядчик в присутствии представителя независимого технадзора по мере их нанесения, перед укладкой, после укладки трубопровода в траншею и после засыпки трубопровода методом катодной поляризации.

В целях предотвращения деформации профиля вскрытой траншеи, а также смерзания отвала грунта сменные темпы изоляционно-укладочных и земляных

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

работ должны быть одинаковыми. Технологически необходимый разрыв между землеройный и изоляционно-укладочной колонной должен быть не более 6 часов.

Согласовано				

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

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

### Поступление продукции скважин

Таблица 2.1 - Исходные данные по добыче

Наименование площадки	Добыча			
	Жидкость	Нефть	Газ	Вода сеноманская
Куст скважин №2а: -максимальная годовая добыча	422,896 тыс. м <sup>3</sup> /год	132,569 тыс. тонн/год	106,06 млн. м <sup>3</sup> /год	-
- максимальная суточная добыча*	1158,62 м <sup>3</sup> /сут.	363,2 т/сут.	290560 м <sup>3</sup> /сут.	

\*максимальная суточная добыча принята на основании данных Заказчика по динамике куста №2а за август 2024 года (данные приняты в гидравлических расчетах системы нефтегазопроводов, см. п. 12.4 тома 5.7.2)

### Электроснабжение

Потребителями электроэнергии на кусте скважин №2а являются:

- электродвигатели погружных насосов добывающих скважин;
- электроприемники установок измерительных;
- электроприемники установки дозирования химреагента;
- электроприемники блоков автоматики измерительных установок;
- блок КТПН (собственные нужды);
- наружное электроосвещение.

Напряжение 6000/380/220 В. Частота 50 Гц.

### Теплоснабжение

Блочное оборудование, устанавливаемое на кустовой площадке, поставляется полной заводской готовности с электрообогревом, дополнительное устройство обогрева блоков не требуется.

Проектом предусматривается теплоснабжение:

- блоков технологических измерительной установки;
- блока установки дозирования химреагентов;
- блоков автоматики измерительных установок.

Источником теплоснабжения блоков является электроэнергия.

Напряжение 380/220 В. Частота 50 Гц.

### Водоснабжение

На территории объектов отсутствуют источники естественного водоснабжения, а также магистральные трубопроводы и система централизованного водоснабжения.

В соответствии с п 6.6.3.3 ГОСТ Р 58367-2019 для одиночных скважин, кустов скважин, ИУ, ДНС (не имеющих РВС) и без административно-бытовых

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

35

зданий производственное, противопожарное и хозяйственно-питьевое водоснабжение предусматривать не требуется.

Размещение санитарно-бытовых помещений на территории объектов с подключением к наружным сетям водоснабжения не предусмотрено.

Расходы воды питьевого качества на объектах для хозяйственно-питьевых и производственных нужд не предусмотрены.

В период эксплуатации куста скважин № 2а постоянного пребывания людей на объекте не предусмотрено, поставка воды для питьевых, хозяйственно-бытовых и технических (производственных) нужд не требуется. Ремонтные бригады, при выезде на площадку, обеспечиваются привозной бутилированной водой заводского разлива из г. Радужный, качество которой соответствует требованиям СанПиН 2.1.4.1116-02 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды, расфасованной в емкости. Контроль качества» и Технического регламента Евразийского экономического союза «О безопасности упакованной питьевой воды, включая природную минеральную воду» (ТР ЕАЭС 044/2017).

В соответствии с СП 30.13330.2020, приложение А, таблица А2, п. 25 общий расчетный расход воды персоналом принят как для «остальных цехов» и составляют 25 литров на человека, исходя из продолжительности смены 8 часов. Общий расчетный расход воды оснащения выездной бригады, исходя из продолжительности смены 11 часов, составляет 206 л ( $6 \times 25 \times 11/8 = 206$ л).

Противопожарное водоснабжение требуется только для площадки куста скважин №2а (статья 99 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).

В соответствии с п. 7.3.9 СП 231.1311500.2015 в качестве основного источника противопожарного водоснабжения планируется привлечь в аварийных ситуациях для организации пожарного водоснабжения прицепные и самоходные автоцистерны общим объемом не менее 50 м<sup>3</sup>.

Источником водоснабжения для автоцистерн являются резервуары противопожарного запаса воды V=400 м<sup>3</sup>, расположенные на территории ДНС-1 Тагринского месторождения. Восстановление противопожарного запаса воды в резервуарах предусмотрено за регламентированное время из существующего водозабора (подземных источников – две артезианские скважины), расположенного на УПН Тагринского месторождения. Качество воды удовлетворяет условиям работы пожарного оборудования и применяемым способам пожаротушения.

Дополнительно для противопожарной защиты, защиты людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара предусмотрено привлечение ООО «Уральская пожарно-спасательная компания» (ООО«УПСК») по договору №33960-00/23-323/НФ от 30 января 2023г. Численность - 4 человека , на вооружении - 1 автоцистерна пожарная АЦ-6/60 «Урал» (5557) 9АВР, звено дислоцируется на базе ПП-1/4 Тагринского месторождения, расстояние до проектируемого объекта Тагринского месторождения – 18 км.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

## Водоотведение

Согласно п.6.7.3.1 ГОСТ Р 58367-2019 на площадках измерительных установок, в устьях нагнетательных и водозаборных скважин для подъема пластовой воды из сеноманского горизонта, компрессорных воздуха, узлах замера газа, других аналогичных объектах, а также на площадках устьев нефтяных скважин (одиночных и расположенных на кустах скважин) сбор и канализование поверхностных (дождевых) стоков не производятся.

Сбор производственных сточных вод в количестве 1,9 м<sup>3</sup>/год, образующихся в рабочем режиме эксплуатации оборудования, производится в проектируемые дренажные емкости объемом 25м<sup>3</sup> (2 шт.). Откачка стоков из дренажной емкости по мере заполнения осуществляется в автоцистерну с вывозом на ДНС Тагринского месторождения.

Дренажные ёмкости оснащены системой контроля предельных значений уровня - сигнализатором уровня с выводом информации на систему кустовой телемеханики ИСО ОРИОН.

При ремонте названных объектов сбор загрязненных стоков в количестве 18,03 м<sup>3</sup>/год осуществляется в инвентарные поддоны и емкости, которыми укомплектованы ремонтные бригады, с вывозом стоков на ДНС Тагринского месторождения (п. п.6.7.3.1, 6.2.3.5 ГОСТ Р 58367-2019).

Отвод условно чистых ливневых стоков с площадок и дорожек предусмотрен на поверхность по спланированным уклонам. Сбор и отвод грунтовых дренажных вод не предусмотрен.

Для обеспечения незатопляемости территории поверхностными стоками и образованию скоплений воды на территории проектируемой площадки предусмотрены следующие мероприятия:

- вывоз снега с площадки силами Заказчика для обеспечения снижения объема талых вод;
- вертикальная планировка территории с нормативными уклонами, обеспечивающая движение поверхностного стока самотеком и отвода воды без образования луж и потоков воды.
- устройство основания площадки проектирования выполнено из водопоглощающего песчаного слоя высотой не менее 1 м (фильтрующая загрузка, обладающая значительной инфильтрационной способностью) всей территории площадки, позволяющей воде свободно проходить через поверхность;
- искусственное повышение рельефа поверхности территории подсыпкой обеспечивает защиту территории от затопления грунтовыми и поверхностными водами естественного ландшафта.

На основании предусмотренных мероприятий и согласно п. 6.7.3.1 ГОСТ Р 58367-2019, сбор поверхностных ливневых и талых стоков не производятся.

Оценка принятых проектных решений по отводу дождевых и талых вод с территорий куста скважин №2а за счет фильтрации грунтов выполнена в п. 5 тома 5.3 «Система водоотведения» (22-0025- ИОС3.ТЧ).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ



Общий объем хозяйственно-бытовых стоков принят равным расходам воды на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды и составляет 206 л/смену (см. 22-0025-ИЛО6).

Утилизация стоков принята по существующей на месторождении схеме и не приводит к увеличению существующих и ранее учтенных объемов хозяйственно – бытовых стоков. Организация учета стоков - не предусмотрена.

Согласовано				

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

Изм.	Кол.ч	Лист	№ док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ

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

Сооружения, входящие в состав данной проектной документации не подключены к электрическим сетям централизованного электроснабжения, и (или) системам централизованного теплоснабжения, и (или) системам централизованного водоснабжения, и (или) системам централизованного газоснабжения, и (или) иным системам централизованного снабжения энергетическими ресурсами, следовательно согласно п.1 ст.13 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», энергетические ресурсы не подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

## 4 Описание источников поступления сырья и материалов

### Поступление продукции скважины

Продукция скважин с кустовой площадки №2а поступает на ДНС-1 Тагринского месторождения по проектируемой и действующей системе нефтегазопроводов сбора и транспорта жидкости для дальнейшей подготовки.

### Электроснабжение

Источником электроэнергии для проектируемых электроприёмников куста скважин №2а является ПС 35/6 кВ «Передвижная» .

Категория надёжности электроснабжения куста скважин – III.

### Водоснабжение

Персонал, обеспечивающий техническое обслуживание проектируемых объектов, входит в состав существующих служб месторождения. Дополнительного увеличения штатов не требуется и увеличение существующих расходов на хозяйственно - питьевое обеспечение персонала - не предусмотрено.

Технологическим процессом на площадке проектирования предусмотрен круглосуточный, круглогодичный режим работы без постоянного присутствия персона.

Расходы воды питьевого качества на объектах проектирования для хозяйственно-питьевых и производственных нужд отсутствуют, и организация системы питьевого водоснабжения - не предусмотрена.

В соответствии с п. 7.3.9 СП 231.1311500.2015 в качестве основного источника противопожарного водоснабжения планируется привлекать в аварийных ситуациях для организации пожарного водоснабжения прицепные самоходные, пожарные и хозяйственные автоцистерны объемом не менее 50 м³.

Согласовано

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

## 5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Физико-химические характеристики нефти даны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Физико-химические характеристики нефти (средние значения)

Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
Плотность нефти	кг/м <sup>3</sup>	820
Содержание:		
Серы	%масс.	0,22
Смол	%масс.	3,4
Асфальтенов	%масс.	0,29
Парафина	%масс.	3,34
Температура начала кипения	°С	74,4
Кинематическая вязкость при температуре	мм <sup>2</sup> /с	
20 °С		17,9
50 °С		7

Состав нефти и нефтяного газа представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Состав нефти и нефтяного газа

Наименование	Состав газа
1	2
Сероводород	Отсутствует
Углекислый газ	0,344
Азот + редкие	1,529
Метан	83,316
Этан	7,975
Пропан	5,021
Изобутан	0,639
н-Бутан	0,855
Изопентан	0,171
Н-Пентан	0,149
С6+высшие	-
Молекулярный вес, г/моль	29,33
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,82

Согласно разделу 2.4.2 книги 1 «Дополнения к технологическому проекту разработки Тагринского нефтегазоконденсатного месторождения Тюменской области» содержание сероводорода в разрабатываемом продуктивном пласте Ач отсутствует.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

41

Состав пластовой воды продуктивных пластов Тагринского месторождения представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Состав пластовой воды

Наименование показателя	Размерность	Значение
Водородный показатель pH		5,0
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1020
Натрий-калий (Na <sup>+</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	5373-9276
Калий (K <sup>+</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	50-70
Кальций (Ca <sup>2+</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	47-2882
Магний (Mg <sup>2+</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	6-456
Хлориды (Cl <sup>-</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	11170-17553
SO <sup>2-</sup>		3-77
NO <sup>3-</sup>		110
Гидрокарбонат-ион (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	2,56-683
Тип		Хлор-кальциевый
Минерализация общая	г/л	1884-28,681

### Характеристика опасных веществ, обращающихся на проектируемых объектах

Опасными веществами на проектируемых объектах являются нефть, попутный нефтяной газ, реагент.

Характеристика обращаемых в технологическом процессе веществ по характеру воздействия на организм человека представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Характеристика обращаемых в технологическом процессе веществ

Среда	Характеристика веществ	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76*	Характер токсичности (воздействие на организм человека)
Нефть	ЛВЖ	3	Пары нефти оказывают отравляющее (наркотическое) действие на организм человека. При этом наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения со стороны нервной системы, изменение кровяного давления и замедление пульса. Токсическое свойство усиливается при содержании в них сернистых соединений
Углеводородный газ	ГГ	4	Вызывает кислородное голодание. Интоксикация вызывает головную боль, головокружение, тошноту, рвоту, общую слабость и боли в области сердца, торможение центральной нервной системы, отек легких, паралич обонятельного центра, раздражение слизистых оболочек зева, паралича дыхательного центра
Реагент	ГЖ	3	Ингибитор коррозии вследствие наличия в нем растворителя – метанола оказывает действие на организм, преимущественно как нервный и сосудистый яд. Обладает раздражающим действием на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей. Обладает способностью к кумуляции, проникновению через кожный покров.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

42

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата

### Сведения о нефти:

Наименование – нефть.

Вид – легковоспламеняющаяся жидкость темного цвета.

Химическая формула –  $C_nH_{(2n+2)}$ .

Состав – многокомпонентная смесь углеводородов метанового ряда, циклосоединений и ароматических углеводородов.

Взрывоопасность – не взрывоопасна, пары нефти в смеси с воздухом взрывоопасны.

Токсическая опасность – 3 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76\*, ПДК паров нефти в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м<sup>3</sup>.

Реакционная способность – восстановитель, способна к реакции в среде окислителя.

Запах – специфический.

Коррозионная активность – скорость коррозии конструкционных сталей не превышает 0,1 мм/год.

Меры предосторожности – вентиляция помещений, в замкнутых невентилируемых пространствах работа в шланговом противогазе, работа не искрящим инструментом, защита от статического электричества и разрядов молнии, использование оборудования во взрывозащищенном исполнении.

Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов при аварии – нефть является природным жидким токсичным продуктом. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей и бородавок на открытых частях тела. Разлив нефти может привести к пожару, к загрязнению земли и водных объектов, в результате чего уничтожается животный и растительный мир. Пары нефти взрывоопасны.

Средства защиты – спецодежда; фильтрующие и шланговые противогазы.

Методы перевода вещества в безвредное состояние – отсутствуют.

Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии – при воздействии факторов пожара при аварии пострадавших необходимо вывести в безопасную зону с напряженностью теплового потока не более 1,4 кВт/м<sup>2</sup>, оказать первую помощь при ожогах и вызвать скорую медицинскую помощь или доставить пострадавшего в медицинское учреждение.

### Сведения о газе:

Наименование – попутный нефтяной газ.

Вид – бесцветный газ.

Химическая формула –  $C_nH_{(2n+2)}$ .

Состав – многокомпонентная смесь углеводородов метанового ряда от  $C_1$  до  $C_{10}$ .

Температура кипения – минус 190<sup>0</sup> С.

Взрывоопасность – с воздухом образует взрывоопасную смесь. Концентрационные пределы воспламенения смеси газа с воздухом 2,9/15 % мольных.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Токсическая опасность – 4 класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88\*, ПДК газа в воздухе рабочей зоны не более 300 мг/м<sup>3</sup>.

Реакционная способность – восстановитель, способен к реакции в среде окислителя.

Запах – отсутствует.

Коррозионная активность – скорость коррозии конструкционных сталей не превышает 0,1 мм/год.

Меры предосторожности – вентиляция помещений, в замкнутых невентилируемых пространствах работа в шланговом противогазе, работа неискрящим инструментом, защита от статического электричества и разрядов молнии, использование оборудования во взрывозащищенном исполнении.

Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов при аварии – газ малотоксичен, относится к веществам 4-го класса опасности. Острые отравления газом вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижению кровяного давления и обоняния. С кислородом воздуха образует взрывоопасные смеси. Человек в атмосфере с небольшим содержанием попутного нефтяного газа испытывает кислородное голодание, при значительных содержаниях газа – наступает удушье. В замкнутых объемах смесь газа с воздухом взрывоопасна, на открытых установках возможна вспышка газозадымленного облака.

Средства защиты – спецодежда;

Методы перевода вещества в безвредное состояние – отсутствуют;

Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии – при отравлении газом пострадавшего необходимо вывести в безопасную зону. При наступлении удушья оказать первую помощь (искусственное дыхание, непрямой массаж сердца), вызвать скорую медицинскую помощь или доставить пострадавшего в медицинское учреждение.

### Сведения о реагенте:

В качестве реагента в проекте принят ингибитор коррозии марки КорМастер 1035 (по требованию Заказчика) по ТУ 2458-002-50622652-2002.

Ингибитор коррозии марки КорМастер 1035 – ингибитор коррозии, представляет собой раствор алкимидазолинов в среде метанола. Представляет собой однородную жидкость от желтоватого до темно-коричневого цвета. Температура застывания не выше минус 50<sup>0</sup> С. Относительная плотность при 20<sup>0</sup>С – 0,87±0,05 кг/см<sup>3</sup>, вязкость при 20<sup>0</sup> С не более 7,0 мм<sup>2</sup>/с.

Ингибитор коррозии марки КорМастер 1035 является токсичной, легковоспламеняющейся жидкостью, по степени воздействия на организм в соответствии с ГОСТ 12.1.007 относится к 3 классу опасности (вещества умеренно опасные). Температура вспышки – 9<sup>0</sup>С, температура воспламенения - 10<sup>0</sup>С, температура самовоспламенения - 460<sup>0</sup>С.

Ингибитор коррозии вследствие наличия в нем растворителя – метанола оказывает действие на организм, преимущественно как нервный и сосудистый яд. Обладает раздражающим действием на слизистую оболочку глаз и дыхательных

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

путей. Обладает способностью к кумуляции, проникновению через кожный покров. Активные части ингибитора являются низкокипящими продуктами, и не образуют опасных соединений в воздухе и сточных водах.

Технология проведения закачки реагентов (время, температура, расход реагента и др.) должны приниматься по данным научно-исследовательских институтов, утвержденных в установленном порядке их руководством.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ



### 6 Обоснование показателей и характеристик (на основе сравнительного анализа) принятых технологических процессов и оборудования

В данной работе сравнительный анализ принятых технологических процессов и оборудования не производился.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

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

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

Согласовано		

Взам. Инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

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

Запроектированные объекты входят в состав действующих ОПО.

Проектная документация разработана применительно к опасному объекту – ОПО, отношении к опасным производственным объектам в соответствии с п. 1 ст. 2 Федерального закона №116-ФЗ.

Категория ОПО в соответствии с приложением 1 к №116-ФЗ – опасный производственный объект, на котором:

– получают, используются, транспортируются опасные вещества: воспламеняющиеся вещества; горючие вещества.

В данном проекте для проектируемых объектов на действующем месторождении выполнены следующие мероприятия по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах: уровень ответственности зданий и сооружений в соответствии с Федеральным законом РФ №384-ФЗ от 30 декабря 2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» в проекте принят повышенный.

Серийно выпускаемое оборудование, блочное оборудование, трубопроводная арматура, используемые в проекте, разработаны и изготовлены специализированными предприятиями по нефтепромысловому оборудованию. Все оборудование, трубопроводы и арматура проходят заводское испытание и соответствуют требованиям Ростехнадзора по промышленной безопасности.

Материалы технологического оборудования, трубопроводов и строительных конструкций приняты с учетом низких температур окружающего воздуха.

Технические средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, в том числе иностранного производства, используемые в производственных процессах нефтегазовой промышленности, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Российской Федерации, и иметь сертификаты соответствия.

Все несущие и ограждающие конструкции блоков выполнены из негорючих материалов (НГ).

В блоках категории А полы выполнены герметичными искробезопасными (п. 6.5.45, 6.5.46 СП 4.13130.2013). Для предотвращения растекания ЛВЖ и ГЖ за пределы помещений по периметру блоках категории А с использованием ЛВЖ и ГЖ предусмотрены бортики, а в дверных проемах пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами (п. 6.10.5.20 СП 4.13130.2013).

В блоках категории А предусмотрены легкобрасываемые конструкции (п. 6.2.5 СП 4.13130.2013).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

В блоках категории А объемом до 500 м<sup>3</sup> категорий А без постоянного присутствия производственного персонала предусмотрена естественная вытяжная вентиляция из верхней зоны, рассчитанная на однократный воздухообмен, и вытяжная механическая вентиляция периодического действия, рассчитанная на удаление из нижней зоны 8-кратного объема воздуха по полному объему помещения (п. 6.13.2.4 ГОСТ Р 58367-2019).

Включение периодической вентиляции в блоках производится автоматически от газоанализаторов при достижении 10% от нижнего предела взрывоопасности, во всех других случаях включение периодической вентиляции производится нажатием кнопки, расположенной у входной двери снаружи, за 10 мин. до входа персонала в помещение.

Проектом предусмотрено автоматическое отключение электроприемников, установленных в блоках категории А при пожаре. В блоках категории А предусмотрено включение вентиляторов при 10% НКПВ, а также предусматривается отключение технологического оборудования блоков при 50% НКПВ.

Выполнены основные решения по предотвращению аварий связанных с разгерметизацией и выбросами опасных веществ на оборудовании: защита подземных емкостей от переполнения (перелива) (п. 118-138 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. №533), защита насосов от работы в аварийном режиме (снижение или превышение давления от разрешенного) и применение соответствующего уплотнения вала, защита оборудования, трубопроводов и арматуры от превышения давления выше разрешенного.

Закрытые помещения объектов имеют систему контроля состояния окружающей среды, сблокированную с системой вытяжной аварийной вентиляции, которая включается по сигналу газосигнализаторов при образовании взрывоопасных концентраций в объеме 10% от НКПРП (нижнего концентрационного предела распространения пламени).

Все технологическое оборудование, работающее под давлением, оснащено предохранительными клапанами, выбранными с учетом требований ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» (Приказ от 15.12. 2021 г. №536).

Для обеспечения безопасной эксплуатации дыхательные линии дренажных подземных емкостей оснащены огнепреградителями.

Глубина заложения емкостей принята из условия возвышения люка-лаза над поверхностью земли не менее 500 мм.

На наружных технологических площадках, где возможно образование взрывоопасных смесей, предусмотрен контроль загазованности переносными газоанализаторами.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Пуск в работу и эксплуатация проектируемых объектов при отсутствии или неисправности системы контроля воздушной среды на взрывоопасные концентрации газов запрещается.

Электрооборудование, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В-Iа и В-Iг, применены во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси.

В целях обеспечения промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и т.п.) пользователь недр или его представитель, наделенный полномочиями в установленном порядке, разрабатывает и утверждает документацию по организации безопасного производства работ на кустовой площадке. Эти мероприятия обязательны для всех участников производственного процесса и включающим:

- последовательность работ и операций, порядок их совмещения во времени;
- оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности между предприятиями (подразделениями);
- систему производственного контроля и порядок назначения работников, уполномоченных на осуществление производственного контроля;
- порядок и условия взаимодействия предприятий (подразделений), задействованных в производственном процессе, в том числе и предприятий, привлеченных к работе на договорной основе.

Согласно п.40 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 в проектной документации для обеспечения безопасности работающих на период возможных аварий предусмотрено следующее:

- территория площадки имеет наружное освещение (прожекторная мачта) в темное время суток для быстрого нахождения мест размещения пожарного инвентаря (ручные извещатели, пожарные щиты), а также подъездов к входам в здания и сооружения.
- места размещения (нахождения) средств пожарной безопасности и специально оборудованные места для курения обозначены знаками пожарной безопасности (согласно ГОСТ 12.4.026-2015), в том числе знаком пожарной безопасности «Не загромождать».

Для наружного пожаротушения проектируемых объектов предусматривается использовать первичные средства пожаротушения. Пожарные щиты установлены ЩП-В у измерительной установки, ЩП-Е у КТПН.

В соответствии с СП 3.13130.2009, система оповещения предусматривается первого типа, способ оповещения свето-звуковой.

Обслуживающий персонал обеспечивается переносными сигнализаторами горючих газов СГГ-20Микро (маркировка взрывозащиты 1ExibdIICT6 X, степень защиты IP68, климатическое исполнение до минус 45 °С, питание: от

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

аккумулятора, время непрерывной работы без подзарядки 8-9 ч) и полумасками с противогазовыми фильтрами.

Управление работой кустовой площадки производится с диспетчерского пункта Тагринского месторождения.

При наличии сигналов противоаварийной защиты (ПАЗ) происходит останов всех ЭЦН, останов ИУ и закрытие задвижки с электроприводом на нефтегазопроводе.

Управление задвижкой с электроприводом осуществляется по месту и дистанционно с рабочего места диспетчера системы телемеханики дежурным персоналом.

На верхний уровень системы телемеханики передаются сигналы состояния задвижки с электроприводом и параметры срабатывания системы ПАЗ.

Открытие задвижки с электроприводом после работы ПАЗ осуществляется по месту или удаленно с рабочего места диспетчера системы телемеханики.

Контролируется загазованность в блоках технологических (категории А) 10 и 50% НКПВ – цифровой вход (ТС). Контролируемым веществом является метан с плотностью по воздуху 0,5543, в соответствии с ТУ-газ-86 и ВСН 64-86 для контроля концентрации газов с плотностью по воздуху менее 1 датчики загазованности устанавливаются на высоте 0,5-0,7м над сосредоточенным источником выделения (в районе фланцевых соединений и арматуры).

На площадке емкости дренажной датчик сигнализатора загазованности установлен в соответствии с ТУ-газ-86 на отметке +1,0 м на опоре технологической, радиус обслуживания датчика составляет 10 м. При достижении 10% НКПВ включается предупредительная светозвуковая сигнализация загазованности, при достижении 50% НКПВ включается аварийная сигнализация загазованности.

Измерительные установки в составе блока технологического и блока контроля и управления оборудованы датчиками пожарной сигнализации и ручными пожарными извещателями. Извещатели пожарные ручные установлены на высоте 1,5 м от земли, согласно СП 485.1311500.2020.

Освобождение оборудования, трубопроводов от жидких продуктов производится в дренажную емкость ЕД-1, 2.

Для защиты от статического электричества оборудование и трубопроводы заземлены.

Для заземления автоцистерн при выполнении операции по откачке дренажа с технологического оборудования в расходные емкости рядом с дренажными и расходными емкостями устанавливаются устройства заземления автоцистерн, которые также служат для снятия статического электричества.

### **Решения по одновременному ведению работ по бурению, освоению, консервации, обустройству и эксплуатации скважин на кустовой площадке**

В целях обеспечения промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и т.п.) пользователь недр или его представитель разрабатывает и утверждает положение о порядке организации

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

безопасного производства работ на кустовой площадке. Эти мероприятия обязательны к выполнению всеми участниками производственного процесса.

Пользователем недр (Заказчиком) назначается ответственный руководитель работ на кустовой площадке, наделенный необходимыми полномочиями. (п.п. 210-217 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534).

Данной проектной документацией предусмотрены решения и требования по обеспечению безопасности одновременного бурения скважин (гл. 3 РД 08-435-02, п. 6.1.24 СП 231.1311500.2015):

- ввод в эксплуатацию ранее пробуренных скважин, расположенных на расстоянии, обеспечивающей безопасный монтаж и эксплуатацию установок (агрегатов) для освоения и ремонта скважин (в соответствии с инструкциями завода-изготовителя, но не менее высоты буровой вышки плюс 10 м от устья бурящейся скважины).

- Скважины, законченные бурением и находящиеся от бурящейся скважины (в батарее или ряду) на расстоянии менее высоты буровой вышки плюс 10 м, необходимо временно законсервировать (6.1.25 СП 231.1311500.2015.).
- По проекту бурения скважин каждая выходящая из бурения скважина (или пара скважин) должна быть оборудована полустационарной установкой орошения водой и иметь средства соединения с действующей системой водоснабжения куста.
- Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов, должны находиться в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий или специализированных служб предприятия. Дислокация складов должна обеспечивать оперативную доставку необходимых средств на кустовую площадку.
- Порядок организации одновременного ведения работ по бурению, освоению, вскрытию дополнительных продуктивных отложений, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке устанавливается в соответствии с Положением о порядке организации одновременного ведения работ по бурению, освоению, вскрытию дополнительных продуктивных отложений, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке, утверждаемым владельцем лицензии на разработку месторождения и включающим:
  - Последовательность работ и операций, порядок их совмещения во времени.
  - Оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности между предприятиями (подразделениями), задействованными в производственном процессе.
  - Систему производственного контроля и порядок назначения работников, уполномоченных на осуществление производственного контроля.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

- Порядок и условия взаимодействия предприятий (подразделений), задействованных в производственном процессе, в том числе и предприятий, привлеченных к работе на договорной основе.
- За обеспечение безопасных условий работ, связанных со строительством, монтажом оборудования, бурением, освоением, эксплуатацией и ремонтом скважин, ответственность несут руководители предприятий или задействованных в выполнении указанных работ подразделений организации-пользователя недр.
- При работе на одном из опасных производственных объектов, расположенных на кустовой площадке, нескольких предприятий порядок организации и производства работ должен определяться Положением о взаимодействии между предприятиями, утверждаемым совместно руководителями этих предприятий, а при работе нескольких подразделений одного предприятия — порядком, установленным руководителем предприятия.
- контроль и надзор за организацией, ходом и качеством работ, выполняемых участниками производственного процесса на кустовой площадке, должны производиться в порядке, предусмотренном положением (РД 08-435-02). При этом пользователь недр (заказчик) не вправе вмешиваться в оперативно-хозяйственную деятельность подрядчика.
- По наряду-допуску должны выполняться следующие работы:
  1. Передвижки вышечно-лебедочного блока, другого оборудования на новую позицию или скважину.
  2. Демонтаж буровой установки.
  3. Перфорацию, освоение скважин.
  4. Обвязку и подключение скважин к действующим системам сбора продукции и поддержания пластового давления.
  5. Монтаж передвижных агрегатов для освоения и ремонта скважин.
  6. Элетрогазосварку.
  7. Рекультивацию территории куста, амбаров.

Выдача наряда-допуска производится ответственным руководителем работ на кусте:

- При возникновении нештатной ситуации на том или ином участке работ (нефтегазоводопроявления, прорыв нефтепровода и т.п.) каждый производитель работ должен немедленно оповестить ответственного руководителя работ и остальных участников производственного процесса о случившемся. В таких случаях все работы на кустовой площадке должны быть приостановлены до устранения причин возникновения и последствий нештатной ситуации.
- Ликвидация аварий, связанных с нефтегазоводопроявлениями или открытыми фонтанами, должна производиться в соответствии с «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий» (ПМЛА).

Согласовано					
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №			

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата



- Электрогазосварочные работы на кусте должны производиться квалифицированными сварщиками, аттестованными в соответствии с требованиями Правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства (ПБ 03-273-99). При проведении этих работ следует руководствоваться Требованиями пожарной безопасности при проведении огневых работ установленными «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации» Постановление Правительства РФ от 16.09.2020г. №1479.
- Выхлопные трубы двигателей внутреннего сгорания буровой установки, передвижных и цементируемых агрегатов, другой специальной техники должны быть оснащены искрогасителями.
- Порядок передвижения всех видов транспорта на кустовой площадке устанавливается Положением (п. 3.6 РД 08-435-02). Запрещается проезд транспорта (кроме технологического) на территорию, где расположены нефтедобывающее оборудование и коммуникации.
- Специалисты и рабочие, осуществляющие бурение, освоение, эксплуатацию и ремонт скважин, а также лица, связанные с обслуживанием производственных объектов на кустовой площадке, должны пройти специальный инструктаж по безопасному ведению работ в соответствии с требованиями настоящей Инструкции и Положения (п. 3.6 РД 08-435-02) и аттестацию в порядке, предусмотренном Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Постановление Правительства РФ от 25.10.2019 N 1365 «О подготовке и об аттестации в области промышленной безопасности, по вопросам безопасности гидротехнических сооружений, безопасности в сфере электроэнергетики».
- Порядок эвакуации людей, транспорта, специальной техники с кустовой площадки при возникновении аварийных ситуаций должен быть предусмотрен «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий» (ПМЛЛА).
- В случае затопления кустовой площадки паводковыми водами выше колонных фланцев бурение, освоение и ремонт скважин не допускаются, а эксплуатация скважин осуществляется по специальному плану, утвержденному пользователем недр (его представителем) и согласованному с соответствующим территориальным органом Ростехнадзора.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

54

## 9 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности

В проектной документации используются технические устройства, оборудование, материалы и изделия, имеющие документы, подтверждающие их соответствие техническим регламентам "О безопасности машин и оборудования", "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением", "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах", ст. 7 ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ и ст. 20 ФЗ от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ.

Технические устройства, оборудование, материалы и изделия, применяемые на опасных производственных объектах, впервые выпускаемые в обращение на территории Российской Федерации, подлежат обязательному подтверждению соответствия согласно части 5 статьи 1, части 3, 4 статьи 8, статьи 9 технического регламента Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" (ТР ТС 010/2011), части 2 статьи 1 технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013), части 1 статьи 6 технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011), ст. 7 ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ.

В соответствии с требованиями технического регламента Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" частей 3, 4 статьи 8, статьи 9 машины и (или) оборудование, выпускаемое в обращение на единой таможенной территории Таможенного союза, подлежат обязательной сертификации в форме сертификации, приведенный в приложении №3 или декларирования соответствия в форме декларирования соответствия, приведенный в приложении № 3:

- согласно перечню машин и оборудования, подлежащих обязательной сертификации,
- согласно перечню машин и оборудования, подлежащих декларированию настоящего технического регламента.

Декларирование соответствия машин и (или) оборудования, осуществляется по схеме 5д для машин и (или) оборудования, применяемых на опасных производственных объектах.

Заводы-изготовители технологического оборудования, труб, соединительных деталей трубопроводов, средств защиты трубопроводов от коррозии, применяемых в данной проектной документации, определяются на тендерной основе.

Сведения о сертификате соответствия или о декларации прилагаются к паспорту машины и (или) оборудования или входят в комплект сопроводительных документов.

Оборудование, средства КИПиА, устройства освещения, сигнализации и связи, предназначенные для использования во взрывоопасных зонах, должны предусматриваться во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень защиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, и вид взрывозащиты, соответствующий категориям и группам взрывоопасных смесей (п.п. 60, 150 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных

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

Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534, статья 4, приложение 1 к Техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»).

Согласно классификации взрывоопасных зон, площадка куста скважин относится к 1 и 2 классам взрывоопасности.

Электрооборудование, устанавливаемое во взрывоопасных зонах классов 1 и 2, входит в группу II, и относится к температурному классу ТЗ.

Допустимый уровень взрывозащиты или степень защиты оболочки электрических аппаратов, приборов с классом взрывоопасной зоны В-Ia и В-Iг - повышенной надежности против взрыва.

Вид взрывозащиты:

d - взрывонепроницаемая оболочка (коммутирующие приборы, пускатели электродвигателей, нагревательные элементы);

e - клеммные и соединительные коробки, светильники, посты управления;

i - искробезопасная электрическая цепь (измерительная и регулирующая техника, техника связи, датчики, приводы).

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ

### 10 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности

#### Сведения о составе работников

Обслуживающим персоналом по проектируемым объектам являются работники УДНГ, входящие в штат Нижневартовского филиала ПАО НК «РуссНефть».

Численность бригады ДНГ №8 ЦДНГ ТМ – 38 чел.:

- ИТР мастер ДНГиК – 2 чел.;
- рабочий оператор ДНГ – 28 чел.;
- оператор ПТС – 8 чел.

Количество работающих в одну смену: дневная – 15 чел.; ночная 4 чел.

Сменный режим работы (с суммированным учетом рабочего времени 1 квартал) – дневные и ночные смены по 11 часов.

Численность бригады по ремонту и обслуживанию НПО (нефтепромыслового оборудования) ЦДНГ №3 «Тагринский» составляет 6 человек.

Доставка персонала на промысел производится автобусом НЕФАЗ.

Местонахождение обслуживающего персонала – управление по добыче нефти и газа.

Размещение обслуживающего персонала предусматривается в существующем АБК в районе ДНС-1 Тагринского месторождения. АБК оборудовано необходимыми санитарно-бытовыми помещениями для обеспечения комфортных условий.

Дополнительного увеличения штатов не требуется. Постоянных рабочих мест на проектируемом объекте проектом не предусматривается. Его обслуживание выполняется выездными бригадами. Ремонт предусматривается выполнять силами специализированной бригады по ремонту технологического оборудования.

Обслуживающий персонал обеспечивается водой питьевого качества.

Рабочие специальности - согласно утвержденному графику с предоставлением выходных дней по скользящему графику.

Работы ведут скользящим графиком разными бригадами не нарушая 197-ФЗ от 30.12.2001 «Трудовой кодекс РФ» ст.91, рабочее время - время, в течение которого работник в соответствии с правилами внутреннего трудового распорядка и условиями трудового договора должен исполнять трудовые обязанности, а также иные периоды времени, которые в соответствии с настоящим Кодексом, другими федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации относятся к рабочему времени.

Нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист 57

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы.

Проектируемое оборудование на площадке куста скважин принято в блочном исполнении, заводского изготовления, автоматизировано, работает без постоянного обслуживающего персонала. Управление работой кустовой площадки производится с диспетчерского пункта ДП Тагринского месторождения.

Здание ДП имеет приточную вентиляцию с механическим побуждением, обеспечивающую небольшое избыточное давление, оборудовано системами электроснабжения, отопления, вентиляции.

Работники, работающие в холодное время года на открытом воздухе, имеют право на специальные перерывы для обогрева и отдыха, согласно ст.109 Трудового кодекса РФ. Эти перерывы предоставляются в течение рабочего времени (смены), включаются в рабочее время (смену) и подлежат оплате.

Частота и продолжительность перерывов для обогрева и отдыха зависят от температуры воздуха и силы ветра в месте выполнения работы. Перерывы могут применяться совместно с сокращением продолжительности рабочего дня. Порядок предоставления таких перерывов определяется правилами внутреннего трудового распорядка организации.

Правилами внутреннего трудового распорядка могут устанавливаться и иные обусловленные технологией и организацией производства и труда специальные перерывы, включаемые в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева работников.

Лица, допускаемые к участию в производственном процессе, должны иметь профессиональную подготовку (в том числе по безопасности труда). Перед допуском к работе персонал должен пройти обучение и проверку знаний в соответствии с требованиями ГОСТ 12.0.004-2015.

### Организация и условия труда работников

Организация трудового процесса проектируется с учетом высокой работоспособности при интенсивности труда, обеспечивающей соблюдение его безопасности и сохранение здоровья работающих.

К действующим законодательным документам, регулирующим трудовые отношения и условия труда работников, относятся:

- Конституция Российской Федерации;
- Трудовой кодекс Российской Федерации;
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Федеральный закон «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;
- Основы законодательства РФ об охране здоровья граждан.

Организация труда, подготовка и аттестация работников должна соответствовать разделу XI ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534.

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

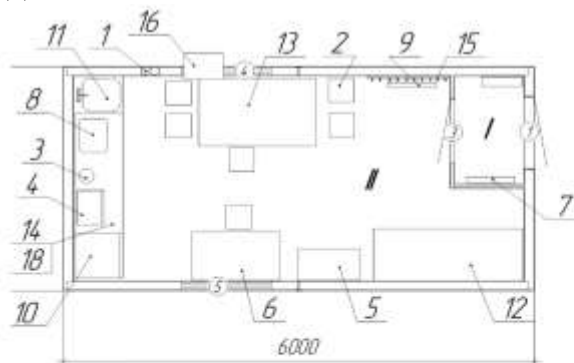
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Численность бригады по ремонту и обслуживанию НПО (нефтепромыслового оборудования) ЦДНГ №3 «Тагринский» составляет 6 человек.

Обслуживающий персонал до площадки куста скважин доставляется вахтовым автотранспортом. Автомашина, доставляющая персонал на объект, обеспечена герметичными баками с питьевой водой, биотуалетом и помещением для обогрева и сушки спецодежды (будкой). Расстояние от санитарно-бытовых помещений составляет не более 150 м от мест проведения работ.

На площадке куста скважин №2а на момент проведения ремонтно - смотровых работ предусмотрено санитарно - бытовое обслуживание персонала (блок обогрева – исполнения «Кедр-БК126А» с помещением обогрева, сушки спецодежды и биокабинкой - санузелом исполнения «Кедр-13»). Мобильные зданиями типа «Кедр» (на колесном шасси), сборно-разборными и контейнерного типа. Мобильные бытовые помещения располагаются во временной полосе отвода земель, вблизи места производства работ.

Мобильный блок обогрева размещается на спланированной площадке у въезда на кустовые площадки. Для подключения блока обогрева устанавливаются силовые ящики типа ПРС-М с розетками типа РШ/ВШ у въезда на кустовые площадки.



Инвентаризация помещений		
№	Наименование	Площадь, м <sup>2</sup>
1	Теплый	1,3
2	Помещение обогрева персонала	18,5
3	Общая площадь	19,8

ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ МЕБЕЛИ, ОБОРУДОВАНИЕ			
Поз.	Наименование	Ед. измер.	Кол.
1	Вентилятор канальный Вентс 100МА	шт	1
2	Табурет плетей	шт	6
3	Электрокамин 1,7х 2,2х0,8	шт	1
4	Микрохолодильник 20л 1,8х0,7	шт	1
5	Шкаф стальной (5 полок) (40х80х1925мм) (M55.07)	шт	1
6	Стол стальной складной (1050х1120х740мм) (470-8220800)	шт	1
7	Монитор настольный электрический СН3 150	шт	1
8	Напольная печь электрическая	шт	1
9	Монитор настольный электрический СН3 200	шт	1
10	Холодильник Саратов 451 0,68х0,7	шт	1
11	Утеплитель (ИВ-4711400) (с подложкой из пенополиуретана, войлоком из нерж. стали, изолоном и войлоком)	шт	1
12	Сиденье мягкое (1500х700мм) (470-8229400) со спинкой	шт	1
13	Стол обеденный М34.01 (1500х900х740)мм	шт	1
14	Стол труба угловая М23.01 (1600х800х640)мм	шт	1
15	Вешалка на 10 крючков (470х-8220900)	шт	1
16	Модуль кондиционер	шт	1
17	Полырик: коврик складной (300х1330мм)	шт	1
18	Мобильное помещение (обогрев, санузел, кухня)	шт	1

Рисунок 10.1 - Схема расстановки оборудования в блоке обогрева

Вагон-домик «Кедр» спроектирован и изготовлен в соответствии с требованиями, предъявляемыми условиями Крайнего Севера, оснащен всем необходимым инженерным оборудованием и способен обеспечить необходимый комфорт рабочим всех категорий.

Ремонтные бригады, при выезде на площадку, обеспечиваются привозной бутилированной водой заводского разлива из г. Радужный, качество которой соответствует требованиям СанПиН 2.1.4.1116-02 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды, расфасованной в емкости. Контроль качества» и Технического регламента Евразийского экономического союза «О безопасности упакованной питьевой воды, включая природную минеральную воду» (ТР ЕАЭС 044/2017).

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

В соответствии с СП 30.13330.2020, приложение А, таблица А2, п. 25 общий расчетный расход воды персоналом принят как для «остальных цехов» и составляют 25 литров на человека, исходя из продолжительности смены 8 часов. Общий расчетный расход воды оснащения выездной бригады, исходя из продолжительности смены 11 часов, составляет 206 л ( $6 \times 25 \times 11/8 = 206$ л).

В блоке обогрева предусмотрены электрические источники тепла.

В помещениях, предназначенных для обогрева работников, температуру воздуха и скорость его движения поддерживается соответственно на уровне 22 - 25 °С и  $\leq 0,2$  м/с. Для более быстрого восстановления локальной температуры кожи (лицо, кисти, стопы) следует дополнительно использовать приборы и устройства местного лучистого и конвекционного обогрева. При этом температура поверхности приборов (устройств), контактирующая с поверхностью тела работника, должна поддерживаться на уровне 38 - 40 °С.

Сан. узел расположен в отдельно-стоящей туалетной кабине (биотуалет), оборудованной умывальником, емкостью для воды объемом 0,5 м<sup>3</sup> с электроподогревом, электроконвектором. Сан. узел расположен в отдельно-стоящей туалетной кабине, оборудованной умывальником, емкостью для воды объемом 0,5 м<sup>3</sup> с электроподогревом, электроконвектором. от места производства работ до бытовых помещений превышает 150 м. Расстояние от места производства работ до вагонов обогрева персонала, с установленными в них источниками питьевого водоснабжения (кулер) не превышает 75 м (СП 2.2.3670-20).

Работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, спецодеждой и специальной обувью. Каждое рабочее место должно быть снабжено аптечкой с необходимым набором медикаментов и перевязочных материалов. Весь производственный персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях. К сооружениям кустовой площадки должна быть обеспечена возможность доставки людей, транспортных средств и механизмов, необходимых для выполнения ремонтных работ. Перед производством работ должен быть проведен целевой инструктаж по охране труда на рабочем месте.

При работе в траншеях следует применять шланговый противогаз и страховочную привязь с сигнально-спасательной веревкой. На поверхности земли должны находиться не менее 2-х человек для постоянного наблюдения. При рубке металла, очистке трубопровода от старой изоляции и нанесении новой работающий должен пользоваться защитными очками и перчатками.

При обслуживании сооружений кустовой площадки необходимо учитывать, что трубопроводы эксплуатируются под высоким давлением и представляют большую опасность при разгерметизации. Персонал, участвующий при испытаниях оборудования и трубопроводов, должен находиться в безопасных местах на случай разрыва швов и отрыва заглушек. Осмотр трубопровода разрешается производить только после снижения давления до рабочего, а устранение неисправностей – после полного снятия его. Все работы по профилактическому обслуживанию разрешается проводить только в течение светового дня. При очистке аппаратов необходимо применять инструменты (средства очистки), изготовленные из материалов, не

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

дающих искр.

При выполнении работ обязательно предусматривается радио-телефонная связь и выдается письменное задание на производство работ.

Группа производственного процесса по специальностям приведена в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Группа производственного процесса по специальностям по кустовой площадке

Наименование специальности	Группа производственного процесса
Оператор по добыче нефти и газа	1в,2г

Общие санитарно-гигиенические требования к показателям микроклимата устанавливаются СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания». Микроклимат характеризуется температурой воздуха, его влажностью и скоростью движения.

Согласно п.4.2 плана по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте перечень средств индивидуальной защиты представлен в таблице 10.1.1

Таблица 10.1.1 – Перечень средств индивидуальной защиты

№№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество	Местонахождение
1	Противогаз шланговый ПШ-1	компл.	2	Аварийный шкаф (АБК Тагринского месторождения)
2	Противогаз фильтрующий БКФ	шт.	3	
3	Сапоги резиновые	пара	2	
4	Рукавицы	пара	4	
5	Предохранительный пояс	шт.	2	

**Рабочим местом (не постоянным) на площадке по добычи нефти являются:**

- наружная установка;
- блок измерительной установки;
- блок установка дозирования химреагента;
- блок автоматики.

#### **Химический фактор воздействия**

Эксплуатация куста происходит в присутствии нефтяной эмульсии и попутного нефтяного газа. Пары нефти, дизтоплива и попутный нефтяной является токсичными газами. При отравлении нефтяным газом сначала наблюдается период

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

61

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата



возбуждения, характеризующийся беспричинной веселостью, затем наступают головная боль, сонливость, усиление сердцебиения, боли в области сердца, тошнота и прочее некомфортное состояние организма.

В зависимости от класса опасности вредного вещества периодичность контроля ПДК в воздухе рабочей зоны проводится - не реже 1 раза в месяц - для веществ II класса, не реже 1 раза в квартал - для веществ III и IV классов.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих. В целях снижения опасности воздействия вредных веществ на организм человека в проекте приняты следующие мероприятия:

- размещение оборудования на открытых площадках, с целью снижения концентрации загрязняющих веществ в воздухе обслуживаемой зоны;
- автоматическое включение аварийной вентиляции в блоках категории А при 10% НКПВ,
- максимальная герметизация оборудования.
- индивидуальные средства защиты при работе с высокими концентрациями паров и газов шланговые противогазы ПШ1, ПШ2; шланговые изолирующие противогазы типа ИК5;
- при работе с реагентами для защиты рук применяются резиновые перчатки или рукавицы со специальной пропиткой, противогаз марок КД и М, специальная одежда.

Так же следует предусматривать и осуществлять следующие мероприятия:

- оборудование и аппаратура, применяемые на объектах добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа, должны быть стойкими к сульфидно-коррозионному растрескиванию (п. 76, 1460 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534);
- фланцевые соединения и запорные устройства оборудования должны иметь уплотнительные прокладки, устойчивые к действию среды;
- подземный и капитальный ремонты следует проводить только при отсутствии газопроявлений и обеспечении постоянного автоматического контроля за содержанием газа в воздухе рабочей зоны.

Согласно компонентному составу попутного газа, сероводород отсутствует, поэтому мероприятия по безопасному ведению работ в связи с высоким содержанием сероводорода в рабочей среде в данном разделе не прописаны.

### **Биологический фактор**

В рассматриваемом проекте указанный фактор отсутствует.

### **Воздействие аэрозолей ПДФ на персонал**

В рассматриваемом проекте указанный фактор отсутствует.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

### Акустические факторы

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т. д.). Источником шума на проектируемом объекте являются насосы, вентиляторы. Значения предельно допустимых шумовых характеристик машин, используемых в проекте, установлены исходя из требований обеспечения на рабочих местах допустимых уровней шума в соответствии с основным назначением машин и с учетом применения работниками средств индивидуальной защиты. С целью снижения шума от работающего технологического оборудования проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- все агрегаты размещены в полностью автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках;
- для снижения аэродинамического шума вентиляционное оборудование устанавливается с шумоглушителями на виброизолирующих основаниях и снабжается мягкими вставками на всасывании и нагнетании;
- для уменьшения механического шума предусматривается своевременно проводить ремонт оборудования, шире применять принудительное смазывание трущихся поверхностей, применять балансировку вращающихся частей.

Шумовые характеристики для насосного и вентиляционного оборудования в проектируемых блоках составляют:

- вентиляционный агрегат в блоках - 65 дБ.

Шумовые характеристики технологического и инженерного оборудования должны содержаться в его сопроводительной технической документации и прилагаться к разделу «Защита от шума», уровень шума – не более 80 Дб (п.5.2 СП 51.13330.2011).

### Инфразвук

Инфразвук - звуковые колебания и волны с частотами, лежащими ниже полосы слышимых (акустических) частот - 20 Гц.

### Вибрация общая и вибрация локальная

Источниками вибрации оборудования инженерных систем являются вращающиеся механизмы, пульсации потока в элементах воздушных каналов (в поворотах, в запорной, регулирующей и распределительной арматуре) и жидкости в трубах, вентиляционное оборудование, насосное оборудование.

Работа в условиях воздействия локальной вибрации с уровнями, превышающими более чем на 12 дБ (в 4 раза), по интегральной оценке, не допускается.

Вентиляционное оборудование, насосное оборудование установлено на виброизолирующих прокладках заводами-изготовителями.

Для уменьшения воздействия вибрации необходимо:

- соблюсти режим перекачки продукции скважин,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист 63

– плавно или ступенчато снижать давление в трубопроводах (с целью плавного снижения производительности трубопроводов и избежания гидравлических ударов), осуществляемым путем последовательного отключения насосов добывающих скважин; закрытием отсекающей запорной арматуры.

### Неионизирующие излучения

В рассматриваемом проекте указанный фактор отсутствует.

### Ионизирующие излучения

Согласно проведенным замерам 3 сентября 2013 года, на пробных площадках не обнаружены уровни мощности экспозиционной дозы гамма-излучения (МЭД), превышающие нормативные величины. Результат измерения ниже предела обнаружения и составляет  $<0,1$  мкЗв/ч, при регламентируемом параметре  $0,2$  мкЗв/ч (НРБ-99/2009).

Таким образом, исследуемая территория по радиационной обстановке не имеет ограничений для проживания и трудовой деятельности населения и персонала.

### Микроклимат

Климатический регион – 1а (особый), температура воздуха минус  $25$  °С, скорость ветра  $6,8$  м/с.

Санитарные правила устанавливают гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест производственных помещений с учетом интенсивности энергозатрат работающих, времени выполнения работы, периодов года. Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма.

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей\*;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

\* Учитывается температура поверхностей ограждающих конструкций (стены, потолок, пол), устройств (экраны и т.п.), а также технологического оборудования или ограждающих его устройств.

Оптимальные микроклиматические условия устанавливаются по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

В помещениях с периодическим пребыванием обслуживающего персонала

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

предусмотрены системы отопления и вентиляции, отвечающие требованиям ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны».

Температура воздуха в блоках не ниже плюс 5°C. Повышение температуры внутреннего воздуха в блок боксах до плюс 16 градусов в холодный период года при кратковременном пребывании персонала на время обслуживания и выполнения ремонтных работ достигается включением дополнительных передвижных электропечей.

Работники, работающие в холодное время года на открытом воздухе, имеют право на специальные перерывы для обогрева и отдыха, горячего питания, согласно ст.109 Трудового кодекса РФ. Эти перерывы предоставляются в течение рабочего времени (смены), включаются в рабочее время (смену) и подлежат оплате.

Частота и продолжительность перерывов для обогрева и отдыха зависят от температуры воздуха и силы ветра в месте выполнения работы. Перерывы могут применяться совместно с сокращением продолжительности рабочего дня. Порядок предоставления таких перерывов определяется правилами внутреннего трудового распорядка организации.

Правилами внутреннего трудового распорядка могут устанавливаться и иные обусловленные технологией и организацией производства и труда специальные перерывы, включаемые в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева работников.

Во время работы работники обязаны пользоваться и правильно применять выданные им средства индивидуальной защиты. Работодатель при выдаче работникам таких средств индивидуальной защиты, как противогазы, должен обеспечить проведение инструктажа работников по правилам пользования и простейшим способам проверки исправности этих средств, а также тренировку по их применению.

Работодатель организует надлежащий уход за средствами индивидуальной защиты и их хранение, своевременно осуществлять химчистку, стирку, ремонт специальной одежды и обуви.

На основании статьи 222 «Трудового Кодекса РФ» «Выдача молока и лечебно- профилактического питания» молоко выдается по 0,5 литра за смену независимо от ее продолжительности в дни фактической занятости работника. Выдача и употребление молока должно осуществляться в специально оборудованных в соответствии с санитарно-гигиеническими требованиями помещениях.

### **Освещение**

По задачам зрительной работы производственные помещения в нефтяной промышленности относятся, согласно принятыми строительными нормами и правилами классификации, к следующим группам:

- I группа – производственные помещения и открытые площадки, на которых расположены основные рабочие места;
- II группа – производственные помещения и открытые площадки, где ведется только надзор за работой технологического оборудования;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

– IV группа – маршевые лестницы, коридоры, проходы, переходы и т.п. Заводами-изготовителями блочного оборудования предусмотрены, в соответствии с нормативными документами (СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.), следующие виды освещения:

- Рабочее – 220В;
- Аварийное – 220В;
- Ремонтное – 36В.

В качестве аварийного (эвакуационного) освещения технологических блоков используется светильники с аккумуляторами, подключаемые к отдельной линии рабочего освещения. Аварийное освещение принято постоянно работающим.

Тип осветительной арматуры, аппараты управления и электрические проводки соответствуют средам, в которых они эксплуатируются.

Нормируемая освещенность в блоках согласно СП 52.13330.2016 составляет:

- для блока управления ИУ – 200 лк;
- для блоков технологических – 150 лк.

Светильники аварийного (эвакуационного) освещения обеспечивают освещенность на полу основных проходов помещений не менее 0,5 лк.

Освещение ступеней и площадок перед входом в блоки предусматривается светильниками заводской поставки, установленными над входом в сооружения. Светильники используются также для освещения мест установки пожарных извещателей, установленных у входов в сооружения. Нормируемая освещенность 50 лк.

Для питания переносных светильников ремонтного освещения 24В, в блоке БА используется ящик типа ЯТПР с безопасным разделительным понижающим трансформатором 220/24В.

Проектом предусмотрен рабочий режим наружного прожекторного освещения территории в соответствии со СП 52.13330.2016 п.7.4.2 - прожекторами, установленными на прожекторной мачте.

Нормируемая освещенность проезжей части, согласно таблице 7.6 СП 52.13330.2016, исходя из минимальной освещенности подъездных дорог, составляет 5 лк и 3 люкса на ступенях лестниц и мостиков наружных установок.

#### **Радиационное обследование**

Исследуемая территория по радиационной обстановке не имеет ограничений для проживания и трудовой деятельности населения и персонала.

#### **Опасные и вредные производственные факторы**

На основании пункта 1.9 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда»

Р 2.2.2006-05 данный документ предназначен для работодателей и работников для их информации об условиях труда на рабочих местах (при поступлении на работу и в процессе трудовой деятельности).

Опасные и вредные производственные факторы, действующие в объекте, подразделяются по природе действия на следующие группы:

- физические;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

– химические.

**Физические опасные и вредные производственные факторы:**

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне и его резкое изменение;
- повышенная или пониженная влажность воздуха;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- отсутствие или недостаток естественного света;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли.

**Химически опасные и вредные производственные:**

- по характеру воздействия на организм человека:
- токсические;
- раздражающие;
- по пути проникания в организм человека через:
- органы дыхания;
- кожные покровы и слизистые оболочки.

Так же к основным вредным и опасным производственным факторам относятся:

- высокое давление транспортируемого газа;
- взрывопожароопасность;
- токсичность транспортируемого газа, газового конденсата;
- пониженная температура воздуха рабочей зоны в зимний период;
- повышенная яркость света при сварке;
- искры, брызги расплавленного металла при сварке;
- климатические условия района.

Условия труда по эксплуатации проектируемых объектов относятся к допустимым условиям труда (2 класс).

### Медицинские осмотры

Работники имеют право на предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) работников, занятых на вредных работах и на работах с вредными и опасными производственными факторами.

Целью предварительных медицинских осмотров при поступлении на работу является определение соответствия состояния здоровья работников поручаемой им работе.

Целью периодических медицинских осмотров является динамическое наблюдение за состоянием здоровья работников в условиях воздействия профессиональных вредностей, профилактика и своевременное установление начальных признаков профессиональных заболеваний; выявление общих

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

заболеваний, препятствующих продолжению работы с вредными, опасными веществами и производственными факторами, а также предупреждение несчастных случаев. Предварительные и периодические медицинские осмотры работников проводятся лечебно-профилактическими учреждениями (организациями) с любой формой собственности, имеющими соответствующую лицензию и сертификат.

### Клещевой энцефалит и его профилактика

В соответствии с письмом Роспотребнадзора от 31.01.2020 № 02/1305-2020-32 «О перечне эндемичных территорий по клещевому вирусному энцефалиту в 2019 году» - Ханты-Мансийский район ХМАО-Югра Тюменской области (административное расположение объектов проектирования) относятся к эндемичной территории по данному заболеванию.

Требования в области профилактики и борьбы с клещевым вирусным энцефалитом устанавливаются Санитарно-эпидемиологическими правилами СанПиН 3.3686-21 "Санитарно-эпидемиологические требования по профилактике инфекционных болезней" (утв. постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 28 января 2021 г. №4). Соблюдение данных требований является обязательным для граждан, индивидуальных предпринимателей и юридических лиц.

*Клещевой энцефалит* - вирусное заболевание, поражающее головной и спинной мозг. В худших случаях приводит к серьезным психиатрическим и неврологическим осложнениям. Иногда заканчивается смертью заболевшего. Энцефалит входит в число передаваемых клещами инфекций и является одним из самых опасных.

*Пути передачи вируса.* Возбудитель клещевого энцефалита передается жертве в первые минуты присасывания паразита вместе со слюной. Такое заражение может произойти в местах с богатой растительностью или в доме, если членистоногое «приехало» на животном или свежесрезанных растениях. Вирус также передается при употреблении молока и молочных продуктов. В этом случае виды мероприятий, направленных на профилактику клещевого энцефалита, предусматривают обязательное кипячение молока и исключение из употребления молокопродуктов. Третий способ передачи вируса: втирание его в кожу при расчесывании места укуса.

*Признаки энцефалита.* Инкубационный период от 4 до 14 дней. Дальнейшее развитие болезни очень похоже на симптомы гриппа, из-за чего люди часто не обращают внимания на энцефалит. Лихорадку, тошноту и боль в мышцах они принимают за признаки простуды. В зависимости от разновидности клещевого энцефалита далее либо наступает ремиссия на 8 дней, либо энцефалит сразу переходит на вторую стадию развития с поражением нервной системы.

*Профилактика.* Ко времени появления признаков заболевания человек уже успевает забыть об укусе клеща, поэтому меры профилактики лучше принимать сразу, не дожидаясь, разовьется энцефалит или нет. Профилактика заболевания делится на 2 вида: специфическая; неспецифическая. Специфическая профилактика включает в себя прививки и меры по предотвращению развития энцефалита, если клещ уже успел укусить. Неспецифическая профилактика

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

клещевого энцефалита предусматривает защиту от укуса паразита: спецодежда при походе в лес; умение выбрать место для отдыха; меры по предотвращению занесения клеща в дом; систематический осмотр тела.

Эти меры позволяют защититься не только от клещей, но и от гнуса, который тоже переносит опасные для человека заболевания.

*Спецодежда.* Лучшая одежда в лес, зараженный энцефалитными клещами – комбинезон. Но если его нет, то нужно соблюдать следующие правила: надевать светлую однотонную одежду; рукава длинные на манжетах; воротник рубашки и манжеты плотно прилегают к телу; рубашка заправлена в брюки; брюки заправлены в носки с плотными резинками, в крайнем случае в ботинки; на голову надевают капюшон, пришитый к куртке, или косынку; косынка должна плотно обхватывать волосы; на одежду наносят акарицидные средства или препараты, отпугивающие паразита.

*Как извлечь клеща.* Защититься от энцефалитного клеща удастся не всегда. Иногда паразит обнаруживается уже присосавшимся к телу. Просто и незатейливо выдрать его из кожи нельзя. В этом случае членистоногое щедро делится с жертвой не только уже переданными возбудителями заболеваний, но и паразитами из кишечника. Существуют способы для самостоятельного удаления клеща: с помощью нитки; пинцетом или пальцами; специальным приспособлением.

Удаление головки клеща – обязательное условие. Вирус клещевого энцефалита «гнездится» в слюнных железах клеща.

*Что нельзя делать:* клеща нельзя протыкать насквозь раскаленной иглой: все вирусы и кишечные паразиты окажутся в крови человека; нельзя смазывать жирными веществами или заливать маслом: членистоногое погибнет, но останется в коже; нельзя резко отрывать паразита: головка клеща останется в коже.

Если при удалении кровососа на коже осталась черная точка, это означает, что хоботок или головка оторвались. В этом случае место укуса смазывают 5-процентным йодом и ждут, пока инородное тело выйдет само. Извлеченного клеща помещают в баночку и отправляют в лабораторию в течение суток для исследования на наличие клещевого энцефалита и его профилактики после укуса.

*Специфическая профилактика.* Это противоэпидемические мероприятия, направленные на снижение случаев заболевания, если клещ смог укусить. Специфическая профилактика бывает 2 видов: профилактические прививки; экстренная серопротекция.

Профилактические прививки против клещевого энцефалита делают людям, работающим в районах, неблагополучных по этому заболеванию, или выезжающих на данные территории. Вакцинация предохраняет от заражения энцефалитом в том случае, если нет возможности быстро добраться до лечебного учреждения. Непривитым людям делают серопротекцию клещевого энцефалита: инъекцию человеческого иммуноглобулина против заболевания. Серопротекцию осуществляют не позднее 96 часов после присасывания клеща. Эту экстренную профилактику делают на территориях – природных резервуарах энцефалита или в случае получения положительного результата при исследовании клеща в лаборатории.

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

Изм.	Кол.ч	Лист	№ док	Подп.	Дата



Все люди, выезжающие на работу в неблагополучные по клещевому вирусному энцефалиту территории, должны быть обязательно привиты!

Вакцинацию против клещевого энцефалита необходимо начинать за 1,5 месяца до выезда на неблагополучную территорию.

**Обеспечение специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты**

Во время работы работники обязаны пользоваться и правильно применять выданные им средства индивидуальной защиты. Работодатель при выдаче работникам таких средств индивидуальной защиты, как противогазы, должен обеспечить проведение инструктажа работников по правилам пользования и простейшим способам проверки исправности этих средств, а также тренировку по их применению.

Работодатель организует надлежащий уход за средствами индивидуальной защиты и их хранение, своевременно осуществлять химчистку, стирку, ремонт специальной одежды и обуви.

Перечень применяемых средств индивидуальной защиты и специальной одежды работников приведен в таблице 10.2 в соответствии с приказом №970н от 9 декабря 2009 года Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации об утверждении «Типовых норм 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 (с изменениями на 20 февраля 2014 года)».

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ

Таблица 10.2 - Перечень применяемых средств индивидуальной защиты и специальной одежды работников

Наименование профессии, должности по ЕТКС	Наименование средств индивидуальной защиты	Шт. и срок носки в годах	
1	2	3	
Оператор по добыче нефти и газа	Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием	1 на 2 года	
	Комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов	до износа	
	Костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой или	2 на 2 года	
	Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой, или	2 на 2 года	
	Костюм из смешанных тканей с огнезащитной пропиткой, или	2 на 2 года	
	Костюм из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных термостойких волокон	2 на 2 года	
	Костюм противоэнцефалитный	1	
	Футболка	4 на 2 года	
	Головной убор	1	
	Ботинки кожаные с жестким подноском или	1 пара	
	Сапоги кожаные с жестким подноском	1 пара	
	Сапоги резиновые с жестким подноском или	1 пара	
	Сапоги болотные с жестким подноском	1 пара	
	Нарукавники из полимерных материалов	4 пары	
	Перчатки с полимерным покрытием	6 пар	
	Перчатки резиновые или из полимерных материалов	6 пар	
	Каска защитная	1 на 2 года	
	Подшлемник под каску	1	
	Очки защитные	до износа	
	Маска или полумаска со сменными фильтрами	до износа	
	<i>На наружных работах зимой дополнительно:</i>		
	Костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой на утепляющей прокладке или	по поясам	
	Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой на утепляющей прокладке или из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных термостойких волокон на утепляющей прокладке или	по поясам	
	Костюм из смешанных тканей с огнезащитной пропиткой на утепляющей прокладке	по поясам	
	Белье нательное утепленное	2 комплекта	
	Жилет утепленный	1	
	Жилет меховой в IV и особом поясах	1 на 4 года	
	Ботинки кожаные утепленные с жестким подноском или	по поясам	
	Сапоги кожаные утепленные с жестким подноском	по поясам	
	Валенки с резиновым низом	по поясам	
Шапка-ушанка	1 на 3 года		
Перчатки с полимерным покрытием, нефтеморозостойкие	6 пар		
Перчатки шерстяные (вкладыши)	6 пар		

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

71

Изм. Кол.ч Лист Недок Подп. Дата

## 11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации объектов

Для безопасной эксплуатации скважин необходимо соблюдать требования ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534.

Конструкция скважины, колонной головки, фонтанной арматуры, внутрискважинного и наземного оборудования, схемы монтажа обеспечивают оптимальные и безопасные режимы работы скважины, герметизацию трубного, за трубного и межтрубного пространства, возможность проведения технологических операций, глубинных исследований, отбора проб, контроля устьевого давления и температуры в соответствии с проектом и действующими нормативными документами по промышленной, пожарной и экологической безопасности, охране труда, охране недр и окружающей среды, в том числе при необходимости ликвидации опасной или аварийной ситуации.

Оборудование устья и трубопроводов обеспечивает полную герметичность и возможность безопасного отключения скважины в опасной и чрезвычайной ситуации, устойчивость от воздействия опасных и вредных веществ на проектируемый период эксплуатации.

Размещение и устройство производственных помещений соответствуют строительным нормам и правилам, обеспечивающим безопасность труда в рабочем режиме. К проектируемым сооружениям предусмотрены необходимые подходы и подъезды.

В производственных помещениях предусмотрены проходы, необходимые для обслуживания оборудования, задвижек, электрооборудования, средств автоматизации.

Производственные помещения имеют рабочее и аварийное освещение, вентиляцию и отопление.

Температура воздуха в проектируемых технологических блоках – плюс 5° С. Режим работы - непрерывный, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

К опасным и вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при эксплуатации проектируемых объектов, относятся: повышенная загазованность, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенные уровни шума и вибрации на рабочем месте, недостаточная его освещенность и др.

Эти факторы в основном обусловлены:

- необходимостью работы во взрыво- и пожароопасных зонах;
- необходимостью обслуживания технологического оборудования и трубопроводов, находящихся под давлением;
- наличием газа, представляющих опасность отравления людей, а при определенных условиях – опасность взрыва и пожара.

Начальники служб и подразделений в пределах вверенных им участков

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы. Инструкции по безопасным методам ведения работ должны пересматриваться и утверждаться один раз в 3 года, а также при введении новых правил и норм. Пересмотренные и дополненные инструкции должны быть своевременно доведены до сведения работников, которые обязаны их знать и выполнять.

Для обеспечения взрыво- и пожаробезопасности проектируемых объектов и обеспечения безопасных условий труда в проекте разработан ряд мероприятий и требований безопасности:

Технологический процесс на проектируемом объекте осуществляется по непрерывной схеме.

Технологическое оборудование размещено на открытой площадке.

Принята герметичная система транспорта нефти, газа и воды.

Управление технологическим процессом автоматизировано и осуществляется централизованно с диспетчерского пункта АБК Тагринского месторождения.

Все оборудование снабжено площадками и лестницами для свободного доступа обслуживающего персонала к арматуре и приборам КИПиА.

Обеспечено отсутствие постоянных выбросов в атмосферу.

Освобождение оборудования, трубопроводов от жидких продуктов производится в дренажную систему.

Выбор материала оборудования, средств контроля и автоматизации, электрооборудования выполнен с учетом взрыво- и пожароопасности производства.

Для защиты от статического электричества оборудование и трубопроводы заземлены.

Для заземления автоцистерн при выполнении операции по откачке дренажа с технологического оборудования в расходные емкости рядом с дренажными и расходными емкостями устанавливаются устройства заземления автоцистерн, которые также служат для снятия статического электричества.

После полной готовности участка трубопровода производится испытание его на прочность, плотность и проверка на герметичность.

Контроль качества, входной и операционный контроль труб, фасонных деталей, деталей трубопроводов и арматуры с целью повышения качества строительства.

Обеспечение решения задач по охране труда на потенциально-опасных объектах, должно проводиться организационными методами.

При эксплуатации объекта необходимо:

- Строгое соблюдение режима эксплуатации оборудования в соответствии с инструкциями на эксплуатацию.

- Контроль за состоянием воздушной среды на территории взрывоопасных наружных установок и помещениях.

- Своевременное реагирование на сигналы средств контроля и принятие мер по ликвидации загазованности.

- Контроль состояния оборудования, арматуры и трубопроводов.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



Техническое обслуживание систем должно осуществляться как регламентированное техническое обслуживание.

Техническое обслуживание и ремонт СА и КИП производится с периодичностью, установленной действующей Системой планово-предупредительных ремонтов оборудования и рекомендациями завода-изготовителя.

Техническое обслуживание СА и КИП - не реже одного раза в квартал, текущий ремонт - не реже одного раза в год, кроме приборов систем контроля и защиты по загазованности и приборов по технике безопасности. Периодическое техническое обслуживание этих приборов должно проводиться ежемесячно, а текущий их ремонт - не реже двух раз в год.

Капитальный ремонт СА и КИП выполняется не реже одного раза в 5 лет.

Работы по регулировке и ремонту систем автоматизации, противоаварийных защит и сигнализации должны производиться с соблюдением правил техники безопасности, пожарной безопасности и промсанитарии действующие на объекте.

Общие требования при техническом обслуживании СА и КИП:

- ежедневный контроль за работой и исправностью СА и КИП;
- периодическое техническое обслуживание и ремонт СА и КИП;
- внеочередные проверки СА и КИП;
- устранение появившихся неисправностей;
- плановые работы по усовершенствованию и улучшению показателей работы СА и КИП, выполняемые на основе анализа состояния технических устройств и новых технических требований к ним;
- проверки СИ;
- сбор, систематизация и анализ данных о дефектах СА и КИП и их элементов.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

75

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата

## 12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процесс

Автоматизация комплексная кустовой площадки №2а Тагринского месторождения нефти выполнена на основании технических условий на проектирование систем автоматизации технологических процессов и производства по объекту: «Обустройство куста скважин №2а Тагринского месторождения».

При выполнении проектной документации использовались нормативные документы:

ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации».

Основной целью создания АСУ ТП является повышение эффективности производства за счет:

- повышения качества и безопасности ведения технологических процессов;
- повышения надежности управления технологическими объектами;
- повышения точности измерения технологических параметров;
- повышения оперативности действий обслуживающего персонала;
- снижение затрат на обслуживание технологического оборудования;
- снижение затрат на ведение технологических процессов;
- повышение безопасности производства;
- улучшения экологической обстановки за счет сокращения потерь нефти и

газа.

### Общее положение.

Для обустройства куста скважин предусмотрена автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Функционирование системы управления предусмотрено в автоматизированном круглосуточном режиме без присутствия на площадке куста оперативного персонала с возможностью обмена информацией с АРМ оператора (диспетчера), расположенном в операторной АБК Тагринского месторождения.

Структура АСУ ТП двухуровневая.

Нижний уровень системы управления включает в себя:

- приборы для местного показания значений параметров;
- датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными электрическими сигналами;
- контроллеры СУ ЭЦН;
- станция управления ИУ-1,2;

Станцию телемеханики кустовую обеспечивающую сбор и первичную обработку технологической информации, поступающей от датчиков, измерительных преобразователей и всех контроллеров на кусте скважин, формирование управляющих воздействий по поддержанию заданных режимов и мер безопасности, а также реализующую связь с верхним уровнем управления -

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист 76

диспетчерским пунктом, расположенном в операторной АБК Тагринского месторождения посредством канала связи предусмотренном в разделе «Сети связи» данного проекта.

Верхний уровень (существующий) системы управления включает в себя существующее оборудование диспетчерского пункта операторной АБК Тагринского месторождения (сетевое оборудование, сервер, АРМ оператора) с передачей информации в АСУ ТП "Регион".

На верхний уровень с объектов кустовой площадки передаётся необходимая информация о значениях технологических параметров и состояния насосных агрегатов.

Верхний уровень обеспечивает:

- сбор и концентрацию информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутреннюю обработку и хранение информации, формирование базы данных;
- индикацию и регистрацию информации, реализацию диалога со специалистами;
- составление оперативных сводок, отчётных и справочных документов;
- формирование и передачу на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностику работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

АСУ ТП куста скважин №2а предусматривается в объёме, позволяющем осуществлять следующие основные функции по контролю и управлению объектами кустовой площадки:

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;
- индикацию и регистрацию режимных и учётных технологических параметров;
- сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;
- сигнализацию предупредительную об отклонении от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию исполнительную о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);
- контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды.

Технологическая схема и схема автоматизации кустовой площадки №2а представлена на 22-0025-ИЛО9 ГЧ.ТХ лист 1.

Структурная схема АСУ ТП кустовой площадки №2а представлена на л. 22-0025-ИЛО9 ГЧ.АК лист 1.

План расположения оборудования в блоке автоматики кустовой площадки №2а представлен на л. 22-0025-ИЛО9 ГЧ.АК лист 2.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата



### Объекты автоматизации и АСУ ТП.

В число проектируемых объектов, охватываемых АСУ ТП входят:

- добывающая скважина оборудованных УЭЦН;
- измерительная установка ИУ-1, 2 (блок технологический (БТ) и блок аппаратурный (БА));
- установка дозированной подачи реагента УДХ-1;
- емкость подземная дренажная (ЕД-1,2);
- трубопровод нефтегазосборный от ИУ-1;
- КТПН-1, 2, 3.

### Объемы автоматизации и АСУ ТП.

Для технологических установок, размещаемых на кусте скважин, проектируемые и выполненные заводами - изготовителями объемы автоматизации и АСУ ТП, в общем случае обеспечивают:

### Добывающие скважины оборудованных УЭЦН.

Проектируемый объем автоматизации обеспечивает:

- дистанционный контроль давления буферного, затрубного; (реализован с применением беспроводной системы передачи данных LoRaWAN)
- местный контроль загазованности;
- сигнализация состояния мехфонда (включен/отключен);
- останов УЭЦН при пожаре, по сигналу на закрытие Аз-1.

Станция для управления и защиты электроцентробежных насосов УЭЦН проектируемых добывающих скважин со встроенным контроллером, обеспечивает реализацию с АРМ оператора ТМ диспетчерского пункта, следующих функций дистанционного контроля и управления:

- состояние насоса (включен - отключен);
- время работы насоса;
- самозапуск после перерывов в электроснабжении;
- работа УЭЦН по заданной временной программе;
- активная мощность;
- ток потребления Ia, Ib, Ic;
- сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя;
- коэффициент мощности cos φ;
- напряжение Ua, Lib, Uc;
- давление на приеме насоса;
- давление масла в ПЭД;
- температура жидкости на приеме насоса;
- температура обмотки ПЭД;
- вибрация УЭЦНМ по осям X, Y, Z;
- уровень жидкости в затрубном пространстве скважины;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

- режим работы УЭЦНМ (код) и вид последнего запуска (код);
- состояние оборудования (код);
- первопричина останова (код);
- архивные данные (дата, время, код события, значение параметров), параметры наработки;
- параметры (уставки) защит и блокировок;
- деблокировка аварии;
- управление режимами работы УЭЦНМ;
- температура на выкиде насоса.
- интерфейсная связь контроллера ЭЦН с станцией телемеханики RS-485 (протокол Modbus RTU) и далее на АРМ оператора (диспетчера), расположенном в операторной АБК Тагринского месторождения.

Для контроля состояния УЭЦН (включен/отключен) предусмотрен индикатор тока ИТ-2.

Предусмотрена передача данных всех текущих и аварийных параметров и управление погружными насосами ЭЦН по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus RTU).

Проектом предусмотрено автоматическое и дистанционное управление/отключение насосами ЭЦН проектируемых добывающих скважин с АРМ оператора диспетчерского пункта.

Автоматическое отключение насосов ЭЦН добывающих скважин производится при:

- повышении или понижении давления на трубопроводе сверх установленных значений.
- достижении загазованности 50% НКПРП в блоках УДХ-1, ИУ-1, 2.
- сигнале «Пожар» в блоках ИУ-1,2, УДХ-1, на площадке.

**Измерительная установка ИУ-1, 2.**

Для блока технологического установки измерительной и блока автоматики куста скважин проектируемые и выполненные заводами-изготовителями объёмы АСУ ТП обеспечивают:

- автоматическое измерение дебита нефти;
- автоматическое измерение дебита воды;
- автоматическое измерение дебита газа;
- местное, дистанционное управление положением ПСМ;
- автоматическое поочередное подключение скважин на замер по программе;
- сигнализация положения переключателя скважин;
- контроль давления в сепараторе;
- контроль давления в общем коллекторе;
- автоматическое управление отоплением в блоках технологическом и БА;
- контроль температуры в технологическом блоке и БА;
- сигнализация низкой температуры в технологическом блоке и БА;

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

- сигнализация загазованности порог 1 и порог 2;
- включение светозвуковой сигнализации при достижении загазованности 10% НКПР (порог 1) и 50% НКПР (порог 2) у входа в технологический блок;
- автоматическое включение аварийной вентиляции при достижении загазованности 10% НКПВ в технологическом блоке;
- автоматическая остановка работы всех токоприемников ИУ-1,2 при 50% НКПР, кроме вентиляции периодического действия (по загазованности);
- сигнализация неисправности системы загазованности;
- сигнализация наличия пожара в технологическом блоке;
- сигнализация состояния вентилятора;
- местное и дистанционное управление вентилятором;
- автоматическое отключение всех токоприемников ИУ-1,2 при возникновении пожара;
- сигнализацию несанкционированного доступа в блок автоматики и в блок технологический.
- формирование информации штатной станцией управления о параметрах работы установки для передачи информации на уровень диспетчерского пункта;
- возможность подключения к системе АСУ ТП (по интерфейсу RS-485 с протоколом MODBUS) и далее на АРМ оператора (диспетчера), расположенном в операторной АБК Тагринского месторождения;
- Предусматривается автоматическое включение резервного вентилятора при выходе из строя основного вентилятора.
- Предусматривается выдача сигнала «Неисправность» при выходе из строя вентиляторов.

Система ПАЗ ИУ предусматривает алгоритм работы технологического оборудования ИУ-1,2:

- при достижении 40% НКПВ аварийный сигнал (при 10 %НКПВ автоматическое включение вентиляции и предупредительной звуковой сигнализации)
- отключение электроустановки ИУ-1,2 при команде «Пожар».

**Установка дозированной подачи реагента УДХ:**

Установка дозированной подачи реагента оснащается необходимыми средствами контроля и автоматики на заводе-изготовителе. Система контроля и автоматизации предусматривает:

- ручное местное управление насосами-дозаторами, шестеренным насосом, вентилятором, электрическими обогревателями, освещением;
- местный контроль давления и температуры химреагента;
- контроль текущего уровня реагента;
- контроль загазованности;
- автоматическое отключение насосов-дозаторов при повышении давления химреагента;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист
							80

- автоматическое управление по температуре электрическим обогревателем, установленным в баке;
- автоматическое управление по температуре электрообогревом в шкафу управления;
- защиту всех электроприемников от короткого замыкания и перегрузок.
- сигнализация загазованности порог 1 и порог 2;
- включение светозвуковой сигнализации при достижении загазованности 10% НКПР (порог 1) и 50% НКПР (порог 2) у входа в технологический блок;
- автоматическое включение аварийной вентиляции при достижении загазованности 10% НКПВ в технологическом блоке;
- автоматическая остановка работы УДХ при 50% НКПР, кроме вентиляции периодического действия (по загазованности);
- сигнализация неисправности системы загазованности;
- сигнализация наличия пожара в технологическом блоке;
- сигнализация состояния вентилятора;
- местное и дистанционное управление вентилятором;
- автоматическое отключение всех токоприемников УДХ при возникновении пожара;
- сигнализацию несанкционированного доступа в блоке управления и в блоке технологическом.
- предусматривается автоматическое включение резервного вентилятора при выходе из строя основного вентилятора.
- предусматривается выдача сигнала «Неисправность» при выходе из строя вентиляторов.

Информация поступает в блок автоматики на контроллер станции телемеханики по интерфейсу RS-485 и далее на АРМ оператора (диспетчера), расположенном в операторной АБК Тагринского месторождения.

#### **Ёмкость подземная дренажная (ЕД-1, 2)**

Проектируемый объем автоматизации обеспечивает:

- контроль и сигнализация максимального уровня;
- контроль и светозвуковая сигнализация загазованности 20 и 50% НКПВ на площадке ёмкости ЕД-1,2.

#### **Трубопровод нефтегазосборный от ИУ-1.**

Проектом предусмотрен контроль давления в трубопроводе нефтесборном с ИУ и закрытие электроздвижки по сигналам противоаварийной защиты: минимальному давлению, пожару.

Проектируемый объем автоматизации обеспечивает:

- дистанционный контроль давления.

(реализован с применением беспроводной системы передачи данных LoRaWAN).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

**Задвижка с электроприводом:**

- дистанционная сигнализация положения (открыта/закрыта);
- дистанционная сигнализация аварии;
- дистанционная сигнализация режима управления (местный/дистанционный);
- дистанционное управление (открыть/закрыть/стоп);
- местное управление (открыть/закрыть/стоп);
- автоматическое закрытие электрозадвижки при возникновении сигнала «Пожар» на кусте скважин.

При наличии сигналов противоаварийной защиты (ПАЗ) происходит останов всех ЭЦН, останов ИУ-1,2, УДХ-1 и закрытие задвижки с электроприводом.

Управление задвижкой с электроприводом осуществляется по месту и дистанционно с рабочего места диспетчера системы телемеханики дежурным персоналом.

На верхний уровень системы телемеханики передаются сигналы состояния задвижки с электроприводом и срабатывания системы ПАЗ.

Система ПАЗ предусматривает автоматическое закрытие задвижки Аз-1 при падении давления в нефтепроводе, при достижении максимального давления в нефтепроводе (4 МПа), при достижении аварийного значения загазованности (50 %НКПР) и пожаре в АГЗУ, при достижении аварийного значения загазованности (50 %НКПР) и пожаре в УДХ-1.

Открытие задвижки с электроприводом после работы ПАЗ осуществляется по месту или удаленно с рабочего места диспетчера системы телемеханики;

Пуск ЭЦН после наступления события «пожар» осуществляется по месту.

Контроль утечек промыслового трубопровода от площадки куста скважин осуществляется:

- при падении давления по датчику давления в нефтесборном коллекторе системой АСУ ТП по алгоритму автоматизации выдаются команды на остановку ЭЦН и закрытие электродвижки.

**КТПН-1, 2, 3:**

Проектируемый объем автоматизации обеспечивает:

- вывод параметров с узла учёта электроэнергии КТПН-1,2,3 на контроллер станции телемеханики по интерфейсу RS-485.

Передача данных с установок и станций управления ЭЦН на станцию телемеханики кустовую, осуществляется по средствам кабельных соединений. СУ ЭЦН подключена с помощью интерфейсного соединения (по интерфейсу RS-485 с протоколом MODBUS) и передачи измерительных сигналов в реальном времени. СУ УДХ подключена с помощью интерфейсного соединения (по интерфейсу RS-485 с протоколом MODBUS) и передачи измерительных сигналов в реальном времени.

Передача данных (датчики давления) от куста скважин до существующей системы диспетчерского контроля и управления, расположенной в операторной

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

операторной АБК Тагринского месторождения выполнена с помощью проектируемого каналобразующего оборудования и оборудования с применением беспроводной системы передачи данных LoRaWAN. Датчики давления оснащены приемо-передающими модулями Rossmo IIOT-AMS Analog Ex с автономным питанием. Модули Rossmo IIOT-AMS Analog Ex передают параметры от датчиков давления на сущ. базовую станцию, подключенную в локальную сеть месторождения, и далее в сущ. SCADA-систему Заказчика.

### Комплекс технических средств АСУ ТП

Комплекс технических средств АСУ ТП состоит из:

- комплекта датчиков, преобразователей, смонтированных на технологическом оборудовании;
- станций телемеханики кустовых;
- контроллеров блочно-комплектных устройств;
- контроллеров станций управления ЭЦН.

Климатическое исполнение и категория контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации в зависимости от воздействия климатических факторов внешней среды выбраны в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69\* (тип климата "Холодный" - ХЛ, категория размещения средств автоматизации - 1).

Согласно классификации взрывоопасных зон, куст скважин относится к 0, 1 и 2 классам взрывоопасности. Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации, устанавливаемые во взрывоопасных зонах класса 1 и 2, выполнены во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты 1.

Уровень и вид взрывозащиты контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации выбран в соответствии с Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности №123-ФЗ, вид взрывозащиты соответствует категории и группе взрывоопасной смеси.

Все датчики, измерительные преобразователи соответствуют требованиям по степени защиты от воздействия окружающей среды:

- по взрывопожаробезопасности;
- по климатическому исполнению;
- по устойчивости к воздействию пыли и влаги.

Все применяемые в проекте средства автоматизации имеют соответствующие сертификаты соответствия техническим регламентам Таможенного союза, выданные органами по сертификации, которые включены в Единый реестр органов по сертификации Таможенного союза.

Приборы и средства автоматизации, которые входят в комплект поставки блоков ИУ-1,2, УДХ, имеют сертификаты соответствия, сертификаты об утверждении типа средств измерений, разрешение на применение на объектах, подконтрольных Ростехнадзору.

Электрические датчики и сигнализаторы, установленные на наружных установках в зонах класса В-1г имеют взрывозащищенное исполнение.

Применяемые приборы и средства автоматизации соответствуют требованиям экологической безопасности и не оказывают вредного воздействия на

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист 83

окружающую природную среду.

Все предусмотренные в проекте датчики, преобразователи выполнены только электрическими и серийно выпускаются отечественной промышленностью и зарубежными фирмами. Применяемые датчики и измерительные преобразователи имеют унифицированные выходные сигналы с одним из следующих параметров:

- аналоговые (токовые 4...20мА) для контроля и регулирования режимных технологических параметров;
- дискретные типа "сухой контакт" для сигнализации предельных значений технологических параметров.

Выше перечисленные объемы контроля, сигнализации и управления реализованы приборами и средствами серийного производства:

- для контроля уровня применён датчик преобразование уровня (взрывозащита Exd, климатическое исполнение до минус 55°С степень защиты IP67);
- в качестве датчика давления использован измерительный преобразователь давления «РС-28» (взрывозащита Exd, степень защиты IP65, климатическое исполнение от минус 55 до плюс 65°), предусмотрен термочехол.
- для контроля загазованности применен датчик-газоанализатор стационарный ГСМ-05 (взрывозащита Exd, климатическое исполнение до минус 60°С, степень защиты IP66);
- для контроля в зоне В-1г состояния воздушной среды обслуживающим персоналом на кустовой площадке используется переносной сигнализатор горючих газов СГГ-20Микро (взрывозащита Exi, степень защиты IP68, климатическое исполнение до минус 45°С).

Проектом предусмотрена совместная теплоизоляция трубопроводов, арматуры и отборов давления.

### Размещение и монтаж комплекса технических средств АСУ ТП

Первичные преобразователи и датчики технологических параметров, монтируемые непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, устанавливаются на закладных конструкциях, предусмотренных в технологической части проекта.

Минимальная периодичность осмотров и сроки проведения обследований технического состояния систем автоматизации, выполняется по нормам и срокам эксплуатационных инструкций заводов-изготовителей. Техническое обслуживание систем автоматизации — не реже одного раза в квартал, текущий ремонт — не реже одного раза в год.

Контроль за проведением работ по техническому обслуживанию указанных устройств осуществляет организация, эксплуатирующая опасный производственный объект.

При техническом обслуживании СА и КИП производятся:

- внешний осмотр, проверка сохранности поверительного клейма, чистка от пыли и грязи;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист
							84

- осмотр и проверка надёжности контактов соединений, наличие целостности контактных поверхностей, наличие защиты их от внешних механических и химических воздействий, вибрации, атмосферных влияний;
- осмотр изоляции выводов, проверка состояния соединительных клемм, датчиков и вторичных приборов агрегатной и общестанционных защит, устранение дефектов, осмотр импульсных трубок и запорной арматуры;
- осмотр контрольных кабельных трасс (в местах, доступных для обслуживания);
- проверка целостности сигнальных ламп и соответствия ключей управления заданному режиму.

Оборудование нижнего уровня (станция телемеханики кустовая, шкаф управления ИУ-1, 2) располагается в проектируемом блоках автоматики, поставляемые комплектно с ИУ-1, 2.

Монтаж системы автоматизации выполняется в соответствии с рабочей документацией и с учётом требований заводов-изготовителей, с соблюдением требований СП 77.13330.2016, СП 68.13330.2017, И 1.01-10 "Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон" и с обеспечением безопасных условий при производстве работ.

Приборы и средства автоматизации, монтируемые на технологическом оборудовании и трубопроводах, устанавливаются на закладных конструкциях, предусмотренных в технологической части проекта.

Приборы и средства автоматизации, к которым подводится электрический ток, должны быть надёжно заземлены.

Монтаж оборудования на наружных установках класса В-1г необходимо выполнить в соответствии с "Правилами Устройства Электроустановок" (ПУЭ) для взрывоопасных зон указанного класса.

Монтаж, подключение, пуско-наладочные работы по проектируемым системам необходимо выполнить в соответствии с требованиями, предъявленными к данным системам, а также на основании паспортных данных на каждое устройство и прибор.

Разделку и подключение кабелей и проводов необходимо выполнить в соответствии с требованиями И 1.01-10 "Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон".

Прокладка кабеля снаружи блока предусмотрена в оцинкованном лотке, климатическое исполнение ХЛ1 (от минус 60°С до плюс 40°С), огнестойкость соответствует ГОСТ 30247.0-94 (Сертификат соответствия ССБК.RU.ПБ 09.В.00054).

В проекте применены кабели с медными жилами, изоляция и оболочка которых выполнена из морозостойкого (до минус 60 °С) поливинилхлоридного пластиката, который не распространяет горение при групповой прокладке и имеет пониженное дымо-газовыделение нг(А)-LS с сечением жил 4x1,0, 5x1,0, 7x1,0, 10x1,0 14x1,0. Класс пожарной опасности кабеля П1б.8.2.2.2.

При прокладке кабеля во взрывоопасных зонах предусмотрены герметичные кабели с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем, которые гарантируют, что по продольным воздушным полостям

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

85



распространения газообразных или даже пылеобразных взрывоопасных веществ из взрывоопасных в невзрывоопасные зоны и помещения не произойдет, с учетом испытаний и рекомендаций ГОСТ ИЕС 60079-14-2013.

Для защиты кабелей от механических повреждений на высоте до 2,5 м (до короба) предусмотрен герметичный металлорукав (согласно п. 6.7.12 СП 77.13330.2016, п. 2.3.15 ПУЭ, п. 620 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534.

Экранированные кабели применяются для уменьшения влияния помех, наводок в цепях аналоговых и импульсных сигналов.

Заземление экранов кабелей искробезопасных цепей предусмотрено на шину заземления, которая установлена в шкафу станции телемеханики.

Для подключения датчиков добывающих скважин к станции телемеханики на кабельной эстакаде предусмотрены клеммные коробки взрывозащищенного исполнения.

Кабели прокладываются по кабельной эстакаде на высоте не менее 2,5 м от уровня земли на отдельной от электрических кабелей кабельной полке в стальном коробе (п.п. 2.1.11, 2.1.46, 2.1.47, 2.3.15 ПУЭ).

Прокладка кабельных трасс по кустовой площадке предусмотрена в коробах по проектируемой кабельной эстакаде совместно с кабелями электроснабжения на отдельных полках.

Прокладка кабелей от СУ ЭЦН до блока автоматики выполняется по конструкциям площадки электрооборудования в коробах.

Монтаж внутри блока ИУ-1,2 и блока автоматики выполняются заводом-изготовителем.

При параллельной прокладке кабельных трасс и трубопроводов расстояние в свету между кабельными трассами и трубопроводами должно быть не менее 0,5 м

Высота проектируемой кабельной эстакады в непроезжей части территории куста от нижнего ряда кабелей составляет 2,5 м, высота проектируемой кабельной эстакады при переходе через проезжую часть территории куста от нижнего ряда кабелей составляет 5,0 м.

В целях пожарной безопасности в металлических коробах кабели должны уплотняться негорючими материалами и разделяться перегородками огнестойкостью не менее 0,75ч:

- на горизонтальных участках кабельных коробов через каждые 30м;
- при ответвлении в другие короба основных потоков кабелей;
- на вертикальных участках кабельных коробов через каждые 20м.

Места уплотнения кабелей в коробах следует обозначать красными полосами на наружных стенках коробов, в необходимых случаях делаются поясняющие надписи.

В местах прохода кабелей через стены или выхода их наружу проход должен быть выполнен в трубе с заделкой зазоров между кабелями и трубой легкоудаляемой массой из негоряемого материала (огнестойким герметиком Силотерм ЭП-71) с обеспечением предела огнестойкости проёма не менее предела

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

огнестойкости стены (п. 7 ст. 82 Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ, п. 2.1.58, п. 7.3.112 ПУЭ, п. 3.18, 3.65 СП 76.13330.2016, п. 6.7.1 СП 77.13330.2016).

### Питание комплекса технических средств автоматизации

Электроснабжение приборов и средств автоматизации выполнено по I категории надежности электроснабжения.

В случае отсутствия основного электропитания проектируемого оборудования автоматизации, проектом предусматривается резервное питание проектируемого оборудования автоматизации от источника бесперебойного питания. Источник бесперебойного питания обеспечивает гарантированное питание проектируемого оборудования автоматизации в течении 60 минут после аварийного отключения электроэнергии.

В процессе эксплуатации источников бесперебойного питания замене подлежат аккумуляторные батареи свинцово-кислотные (3 шт.), в результате чего образуется отход: аккумуляторные батареи источников бесперебойного питания свинцово-кислотные, утратившие потребительские свойства, без электролита.

Для электропитания приборов и средств автоматизации используется переменный ток напряжением 380/220 В и частотой 50 Гц.

Смонтированные приборы и средства автоматики, электрические проводки должны быть присоединены к общему контуру заземления или к металлическим конструкциям, имеющим надежную электрическую связь с общим контуром заземления.

Для защитного заземления средств автоматизации используется контур защитного заземления блока автоматики, а также индивидуальные точки (шины) заземления для датчиков по месту монтажа.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

87

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

Результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники приведены в разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» данного проекта.

Согласовано				

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

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

Для обеспечения эксплуатационной надежности, промышленной, пожарной и экологической безопасности систем сбора и подготовки нефти, в соответствии с ФНП «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534, для проектируемых объектов предусмотрены:

- контроль концентраций взрывоопасных газов и паров переносными газосигнализаторами,
- контроль концентраций взрывоопасных газов и паров автоматическими газосигнализаторами в блоках категории А;
- контроль концентраций взрывоопасных газов и паров автоматическими газосигнализаторами на площадках категории АН;
- включение периодической вентиляции в блоках категории А производится автоматически от газоанализаторов при достижении 10% от нижнего предела взрывоопасности,
- предусмотрено автоматическое отключение электроприемников, установленных в блоках, оборудованных автоматическими устройствами сигнализации пожара,
- в блоках, оборудованных автоматическими устройствами сигнализации пожара, предусматривается отключение технологического оборудования блоков при достижении загазованности 50% НКПВ.

Предотвращение аварийного разлива нефти обеспечивается следующими мероприятиями:

- использование труб из материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства;
- применение труб с повышенными прочностными характеристиками с толщиной стенки, значительно превышающей расчетную;
- антикоррозионное покрытие трубопроводов;
- надземные участки трубопровода проложены в теплоизоляции;
- послемонтажное испытание трубопровода на прочность, плотность и герметичность соответствующим давлением.

Предусмотрено отключение насоса скважины по предельным значениям давления (max, min).

Основными источниками опасности на технологических трубопроводах являются высокое давление в трубопроводах, наличие горючих жидкостей (нефти) и взрывоопасных газов. Основным сценарием развития аварийной ситуации является выброс опасного вещества в окружающую среду с возможностью последующего взрыва или пожара. Последствия таких событий зависят от энергетического потенциала опасного вещества в выбросе. Возможность реализации опасного события (взрыва или пожара) в свою очередь зависит от многих факторов, среди которых концентрация горючего вещества в смеси с

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

89

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата

воздухом, возможность возникновения источника зажигания достаточной мощности. Источниками опасности являются и аппараты, работающие под избыточным давлением. Опасность таких устройств заключается в возможности взрыва газовой смеси внутри аппарата или разрушение оболочки аппарата внутренним давлением в результате адиабатического расширения газа. Реализация сценария взрыва смеси внутри аппарата в процессе его использования в соответствии с технологическим регламентом – событие маловероятное, так как все аппараты технологического процесса работают под избыточным давлением, исключающим проникновение окислителя (воздуха) внутрь аппарата. Мероприятиями, повышающими безопасность производства, предусматривается исключение источников зажигания в зоне действия взрывоопасных установок. Для этого производится выбор электрооборудования во взрывозащищенном исполнении, проектом предусматривается защита взрывоопасных зон от грозовых разрядов и разрядов статического электричества.

В процессе эксплуатации для обеспечения быстрой локализации аварий и ликвидации их последствий организуется периодическое обучение персонала действиям при возникновении аварии в соответствии с «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах».

Согласовано		

Взам. Инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

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

В период эксплуатации проектируемых объектов образуется шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов.

В процессе эксплуатации источников бесперебойного питания замене подлежат аккумуляторные батареи свинцово-кислотные, в результате чего образуется отход: аккумуляторные батареи источников бесперебойного питания свинцово-кислотные, утратившие потребительские свойства, без электролита.

От эксплуатации приборов освещения образуется отход «светильники со светодиодными элементами в сборе, утратившие потребительские свойства».

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов, подлежащих утилизации и захоронению, приведены в разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», а также приведены в таблице 15.1.

Таблица 15.1 - Сведения о количестве образующихся отходов и их классе

Источник образования отходов	Код отхода по ФККО	Наименование отхода	Класс опасн.	Объемы образования отхода на объектах обустройства, т/период	Способ складирования, утилизации отходов
Период эксплуатации					
Зачистка емкостного оборудования	9 11 200 02 39 3	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	III	21,189	По мере образования передается специализированному предприятию ООО «ЭкоВек» (ИНН 7727658349, лицензия № Л020-00113-77/00114842) для утилизации
Замена ламп	4 82 427 11 52 4	Светильники со светодиодными элементами в сборе, утратившие потребительские свойства	IV	0,002	По мере образования передается специализированному предприятию ООО «Экоменеджмент» (ИНН 6683004030, лицензия №Л020-00113-66/00103897) для переработки
Замена аккумуляторных батарей в ИБП	4 82 212 12 52 2	Аккумуляторные батареи источников бесперебойного питания свинцово-кислотные, утратившие потребительские свойства, без электролита	II	0,014	По мере образования передается федеральному оператору ФГУП «Федеральный экологический оператор» (ИНН 4714004270) для переработки
<b>Итого II класса опасности</b>				<b>0,014</b>	
<b>Итого III класса опасности</b>				<b>21,189</b>	
<b>Итого IV класса опасности</b>				<b>0,002</b>	
<b>Всего за период эксплуатации</b>				<b>21,205</b>	

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

91

Изм. Кол.уч Лист №док Подп. Дата

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

В проектной документации, энергоэффективность систем отопления, вентиляции и кондиционирования в зданиях полной заводской готовности (насосные блоки, блоки управления) обеспечивается за счет:

- снижение потребления электроэнергии за счет автоматического регулирования температуры внутреннего воздуха в блоках приборами отопления;
- отдельных систем для помещений разного функционального назначения и разных режимов работы;
- энергоэффективного оборудования для нагрева и охлаждения (вентиляторов, кондиционеров);
- внутреннее и наружное освещение блоков выполнено светодиодными светильниками.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

**17 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности и требования оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов не распространяются)**

Согласно п.5 ст.11 ФЗ №261 требования энергетической эффективности не распространяются на отдельно стоящие здания, строения, сооружения, общая площадь которых составляет менее чем 50 м<sup>2</sup>.

К зданиям, площадь которых превышает 50 м<sup>2</sup>, отсутствуют.

В соответствии со ст. 13 Федерального закона от 23.11.2009 N 261-ФЗ производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов. Требования по учету используемых энергетических ресурсов распространяются на объекты, подключенные к электрическим сетям централизованного электроснабжения.

Экономия потребления электроэнергии осуществляется следующими мероприятиями:

- применение электрооборудования с наименьшими показателями потребления электроэнергии (энергосберегающие лампы во всех проектируемых зданиях);
- полное применение автоматизированных процессов работы технологических агрегатов (электродвигателей вентиляторов, электрообогрев).

Согласовано			
Инд. № подл.			
Подп. и дата			
Взам. Инв. №			

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ



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

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

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

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

Для соблюдения норм и параметров технологического процесса подготовки и транспорта нефти, газа, воды предусмотрены средства контроля (давление, расход, температура, уровень) и управления параметрами процесса подготовки и транспорта, блокировки при возникновении аварийных режимов и ситуаций (завышение-занижение давления, уровня, температуры, загазованность, пожар).

Технологический регламент на проектирование Заказчиком не выдавался.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
22-0025-ИЛО9.ТЧ					

## 19 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов

Установленные критерии категорирования, основания для включения проектируемого объекта «Обустройство куста скважин №2а Тагринского месторождения» в перечень объектов ТЭК, подлежащих категорированию, согласно Федеральному закону от 21.07.2011г. №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» (с изменениями и дополнениями), отсутствуют – объект не категоризируется (письмо Нижневартовского филиала ПАО НК «РуссНефть» №50-4024/1 от 09.11.2022г., утв. заместителем директора по капитальному строительству М. И. Джурмий, см. приложение Г).

Проектируемое оборудование на площадке куста скважин №2а принято в блочном исполнении, заводского изготовления, автоматизировано, работает без постоянного обслуживающего персонала.

Антитеррористическая защищенность проектируемых объектов обеспечивается выполнением требований следующих нормативных документов:

- Федеральный закон от 21.07.2011 №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»;

- Постановление Правительства РФ от 05.05.2012 №459 «Положение об исходных данных для проведения категорирования объекта топливно-энергетического комплекса, порядке его проведения и критериях категорирования»;

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

В соответствии с письмом Нижневартовского филиала ПАО НК «РуссНефть» №50-4024/1 от 09.11.2022г., утв. заместителем директора по капитальному строительству М. И. Джурмий, см. приложение Г и п. 6 СП 132.13330.2011 классификация объекта по значимости - класс 3 (низкая значимость).

Мероприятия и проектные решения, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов выполнены согласно требованиям СП 132.13330.2011.

Антитеррористическая защищенность проектируемых объектов обеспечивается выполнением следующих требований:

1) в ПАО НК «РуссНефть» разработаны организационно-распорядительные документы по организации защиты ОПО от возможных террористических актов, назначены должностные лица, ответственные за проведение мероприятий по защите ОПО от террористических актов;

2) в ПАО НК «РуссНефть» организовано взаимодействие с органами МВД и ФСБ по предупреждению террористических актов на объектах и получение от правоохранительных органов поступающей информации о фактах и попытках

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

приготовления к террористическим актам. При обнаружении признаков постороннего вмешательства необходимо осуществить незамедлительное оповещение соответствующих территориальных органов внутренних дел и органов по делам ГО и ЧС;

3) охрана всех объектов осуществляется охранным предприятием, на основании заключенного договора, в котором также предусмотрено взаимодействие при возникновении и ликвидации ЧС. При проведении запланированных в ПАО НК «РуссНефть» учений охранный объект привлекается согласно планам подготовки.

Основными задачами охранный объект являются:

- обеспечение безопасности производственно-хозяйственной деятельности;
- выявление и своевременное предотвращение внутренних и внешних угроз, возможных посягательств на законные права, интересы, имущество, экономическое благосостояние;

- обеспечение личной безопасности руководства и персонала ПАО НК «РуссНефть»;

4) в ПАО НК «РуссНефть» разработаны инструкции, регламентирующие порядок обеспечения охраны, пропускного, внутреннего режимов и безопасной работы ОПО;

5) защита территории объекта осуществляется устройством обвалования высотой 1,0 м и шириной по верху 0,5 м, установленного по периметру площадки куста. Перед въездом на кустовую площадку предусмотрен аншлаг. Аншлаг - информационная панель, используемая для обозначения наименования объекта, его номера и принадлежности предприятию. На аншлаг наносятся элементы фирменного стиля, название производственного цеха и/или объекта, телефон и при необходимости предупреждающая надпись.

Защита территории узлов запорной арматуры промысловых трубопроводов осуществляется устройством ограждения, установленного по периметру площадок узлов. Ограждение узлов запроектировано из сетчатых панелей высотой не менее 2,3 м от уровня земли. Ворота запираются на замок. На ограждении с внешней стороны установить указатели «Не подходить! Охраняемая зона».

Территориальное расположение конструкций сетей трубопроводов и кабельных эстакад с учетом допустимых расстояний до автодороги и габаритов проезда исключает возможность механического воздействия от передвижной техники.

6) система автоматизации обеспечивает безаварийную работу куста скважин №2а.

Надежность, безопасность и безаварийность работы промыслового трубопровода обеспечиваются путем выбора трассы, материалов, основных технических решений, методов и технологии строительства;

7) Для предотвращения несанкционированного доступа к промысловым объектам, а также в целях противодействия возможным диверсионным актам подъездная дорога на месторождение оборудована постом охраны (КПП), имеет круглосуточную внутреннюю охрану службой безопасности. Количество

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

сотрудников охраны - 2 человека. На объекте действует пропускной и внутриобъектовый режим.

КПП оборудованы специальными инженерно-техническими сооружениями, препятствующими несанкционированному проезду на охраняемую территорию (противотаранными устройствами) и средствами защиты согласно таблице 2 СП 132.13330.2011:

- СКУД - система контроля и управления доступом,
- СрВД - средства визуального досмотра.

8) допуск на территорию объектов ПАО НК «РуссНефть» людей, автомобильного и железнодорожного транспорта организован через автоматизированные КПП по пропускам установленного образца с использованием технических средств идентификации работников и ручных металлоискателей;

9) рабочие места контролеров на КПП оборудованы тревожными кнопками экстренного вызова резерва охраны, а также средствами связи для вызова подвижных нарядов полиции и оповещения дежурного диспетчера вневедомственной охраны;

10) личный состав службы охранного предприятия обеспечен переносными средствами связи и табельным оружием в соответствии с законодательством;

11) КПП на въезде на территорию объектов ПАО НК «РуссНефть» оборудованы и оснащены специализированными площадками для досмотра автомобильного и железнодорожного транспорта;

12) оперативная радиосвязь периодического обслуживающего персонала, задействованного в обходе скважин, линейных объектов обеспечивается переносными взрывозащищенными радиостанциями и расположением кустовых площадок в зоне покрытия базовой станции оперативно-диспетчерской связи;

13) на территории площадки куста скважин №2а предусмотрена система охранной сигнализации для предупреждения несанкционированного проникновения в охраняемые объекты: ИУ-1,2; БА-1,2; УДХ; КТПН.

Сигнализация о несанкционированном доступе передается на АРМ в систему «Орион Про» с применением устройства оконечного системы передачи извещений по каналам сотовой связи GSM УО-4С исп.02.

Для обеспечения охранной сигнализации территории предусмотрена установка извещателей охранных объемных оптико-электронных уличных Optex НХ-40, которые устанавливаются на ПМ-1, на БА-1, на БА-2. Внутри блоков автоматики устанавливается оповещатель охранно-пожарный световой ОПОП1-5-12/24. Внутри блоков автоматики устанавливаются шкафы охранной сигнализации с устройством передачи тревожных сообщений по сотовой связи. Для обеспечения контроля доступа в БА, предусматривается установка считывателя для работы с радиобрелками.

Так же для защиты от несанкционированного доступа блоки технологические ИУ-1, 2 и УДХ оборудованы взрывозащищенным охранным извещателем ИО-102/26В. Диапазон рабочих температур от минус 60°С до плюс 40°С, взрывозащита Exd, степень защиты IP66.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Для защиты от несанкционированного доступа блоки автоматики оборудованы охранным извещателем ИО-102/26 исп.1. Диапазон рабочих температур от минус 60°С до плюс 85°С, маркировка степень защиты IP55.

Сеть охранной сигнализации по территории кустовой площадки предусмотрена кабелями с медными жилами, изоляция и оболочка которых выполнена из морозостойкого (до минус 50°С) поливинилхлоридного пластика, который не распространяет горение при групповой прокладке и имеет пониженное дымо-газовыделение (нг(А)-LS).

При прокладке кабеля во взрывоопасных зонах предусмотрены герметичные кабели с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем, которые гарантируют, что по продольным воздушным полостям распространения газообразных или даже пылеобразных взрывоопасных веществ из взрывоопасных в невзрывоопасные зоны и помещения не произойдет, с учетом испытаний и рекомендаций ГОСТ ИЕС 60079-14-2013. Во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах.

Система охранной сигнализации в части обеспечения надежности электроснабжения отнесены к электроприёмнику 1-й категории.

14) в ПАО НК «РуссНефть» организованы контроль за наличием, работоспособностью и периодическая проверка состояния противоаварийной защиты, блокировок и охранной сигнализации помещений на территории площадки куста скважин №2а, работающая без постоянного присутствия обслуживающего персонала;

15) блоки ИУ-1, 2; БА-1, 2; УДХ-1 и наружные установки на территории проектируемой площадки куста скважин №2а оснащены сигнализаторами дозрывной концентрации газов в соответствии с требованиями Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств;

16) на территории ДНС-1 Тагринского месторождения ведется учет поступления и расходования опасных веществ;

17) в ПАО НК «РуссНефть» организованы меры по исключению доступа посторонних лиц к эксплуатационной документации и в внутреннюю компьютерную сеть предприятия.

Согласовано					
Инд. № подл.					
Подп. и дата					
Взам. Инв. №					

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-ИЛО9.ТЧ	Лист 98

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

Данной проектной документацией проектирование объектов транспортной инфраструктуры установленной Правительством Российской Федерации не предусмотрено.

На проектируемых объектах (технологические площадки) здания, строения, сооружения, не являющиеся объектами транспортной инфраструктуры и расположенные на земельных участках, прилегающих к объектам транспортной инфраструктуры и отнесенных в соответствии с земельным законодательством Российской Федерации к охраняемым зонам земель транспорта отсутствуют.

Транспортная связь всех объектов строительства обеспечена существующей и проектируемой сетью автодорог IV категорий.

Для предотвращения несанкционированного доступа на технологическую площадку, а также в целях противодействия возможным диверсионным актам подъездная дорога на месторождение оборудована постом охраны (КПП), имеет круглосуточную внутреннюю охрану службой безопасности.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.ч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

## 21 Перечень сокращений, условных обозначений, символов, единиц и терминов

ИУ	Измерительная установка
АД (а/д)	Автомобильные дороги
АДПМ	Агрегат для депарафинизации нефтяных скважин горячей нефтью
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСПО	Асфальто-смоло-парафиноотложения
АСУТП	Автоматизированные системы управления технологического процесса
АУПТ	Автоматическая установка пожаротушения
БНГ	Блок напорной гребенки
БИОИ	Блок измерений и обработки информации
БА	Блок автоматики
ВЛ	Высоковольтная линия
ИП	Извещатель пожарный
ИО	Извещатель охранный
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматизация
КПП	Контрольно-пропускной пункт
КП	Кустовая площадка
КТПН	Комплексная трансформаторная подстанция
ЛВЖ	Легковоспламеняющаяся жидкость
НКПВ	Нижний концентрационный предел воспламенения
ОПС	Охранно-пожарная сигнализация
ПДК	Предельно допустимая концентрация
ППК	Пружинный предохранительный клапан
ППР	Проект производства работ
ППУА	Парогенераторная передвижная установка
ПСМ	Переключатель скважин многоходовой
ПЭД	Погружной электродвигатель
РУ	Распределительное устройство
СВУ	Счетчик вихревой ультразвуковой
СКУД	Система контроля и управления доступом
СУ	Станция управления
ТМПН	Трансформатор трёхфазный повышающий напряжение
УДХ	Установка дозированной подачи реагента
ХЛ	Климатическое исполнение арматуры до минус 60°C (температура окружающей среды)
ДНС	Дожимная насосная станция
ЭЦН	Электрический центробежный насос

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ

Лист

100

## 22 Перечень технических регламентов и нормативных документов

1. Федеральный закон [от 21 июля 1997г. № 116-ФЗ](#) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. Федеральный закон [от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ](#) «О пожарной безопасности».
3. Федеральный закон РФ [№ 123-ФЗ от 22 июля 2008г.](#) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
4. Федеральный закон РФ № 384-ФЗ от 30 декабря 2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
5. [Градостроительный кодекс Российской Федерации](#)
6. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию».
7. Постановление Правительства РФ [Постановление Правительства РФ от 31.12.2020 N 2451](#) «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».
8. Постановление Правительства РФ [от 16.09.2020 №1479](#) «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации».
9. ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору [от 15.12.2020 № 534](#).
10. ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» (Приказ от 15.12. 2021 г. №536).
11. Приказ № 155 от 22.06.2006 Госэкспертизы проектов МЧС России «Об утверждении содержания раздела проекта «Перечень мероприятий по обеспечению пожарной безопасности».
12. Правила пожарной безопасности в лесах» (в ред. Постановления Правительства РФ [Постановление Правительства РФ от 07.10.2020 N 1614](#)).
13. ГОСТ 12.1.004-91\*. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
14. ГОСТ Р12.3.047-98. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
15. ГОСТ 12.4.009-12. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды.
16. ГОСТ Р12.4.026-2015. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
17. [ППБО – 85](#). Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
18. [ВНТП 03-170-567-87](#). Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса.
19. И 1.01-10 "Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон" [ПУЭ – 6, 7. Правила устройства электроустановок](#). Издание шестое с изменениями дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ с учетом глав седьмого издания 2002, 2003 г..

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

Изм.	Кол.ч	Лист	№док	Подп.	Дата

22-0025-ИЛО9.ТЧ



20. [СП 77.13330.2016](#) Актуализированная редакция [СП 77.13330.2016](#) «Системы автоматизации».
21. [СО 153-34.21.122-2003](#). Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
22. [ИБТВ 1-087-81](#). Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности.
23. [СП 1.13130.2020](#) «Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы».
24. [СП 2.13130.2020](#) «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты».
25. [СП 3.13130.2009](#) «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности».
26. [СП 4.13130.2013](#) «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
27. [СП 485.1311500.2020](#) «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».
28. [СП 6.13130.2013](#) «Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности».
29. [СП 7.13130.2013](#) «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Противопожарные требования».
30. [СП 8.13130.2020](#) «Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности».
31. [СП 9.13130.2009](#) «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации».
32. [СП 10.13130.2020](#) «Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности».
33. [СП 11.13130.2009](#) «Места дислокации подразделений пожарной охраны. Порядок и методика определения».
34. [СП 12.13130.2009](#) «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
35. [СП 18.13330.2019](#) «Планировочная организация земельного участка. (Генеральные планы промышленных предприятий) СНИП II-89-80\*».
36. [СП 30.13330.2020](#) «[СП 30.13330.2020](#) Внутренний водопровод и канализация зданий.».
37. [СП 43.13330.2012](#) «[СП 43.13330.2012](#) Сооружения промышленных предприятий».
38. [СП 60.13330.2020](#) «[СП 60.13330.2020](#). Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».
39. СП 112.13330.2012 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».
40. [СП 131.13330.2020](#) «[СП 131.13330.2020](#). Строительная климатология.».

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

- 41. Федеральный закон [от 21.07.2011 N 256-ФЗ](#) «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».
- 42. Постановление Правительства РФ [от 05.05.2012 N 459](#) "Об утверждении Положения об исходных данных для проведения категорирования объекта топливно-энергетического комплекса, порядке его проведения и критериях категорирования".
- 43. [СП 132.13330.2011](#) «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования».
- 44. Приказ Ростехнадзора [от 31.03.2008 № 186](#) "Об утверждении и введении в действие Общих требований по обеспечению антитеррористической защищенности опасных производственных объектов".
- 45. [СП 52.13330.2016](#) Естественное и искусственное освещение.

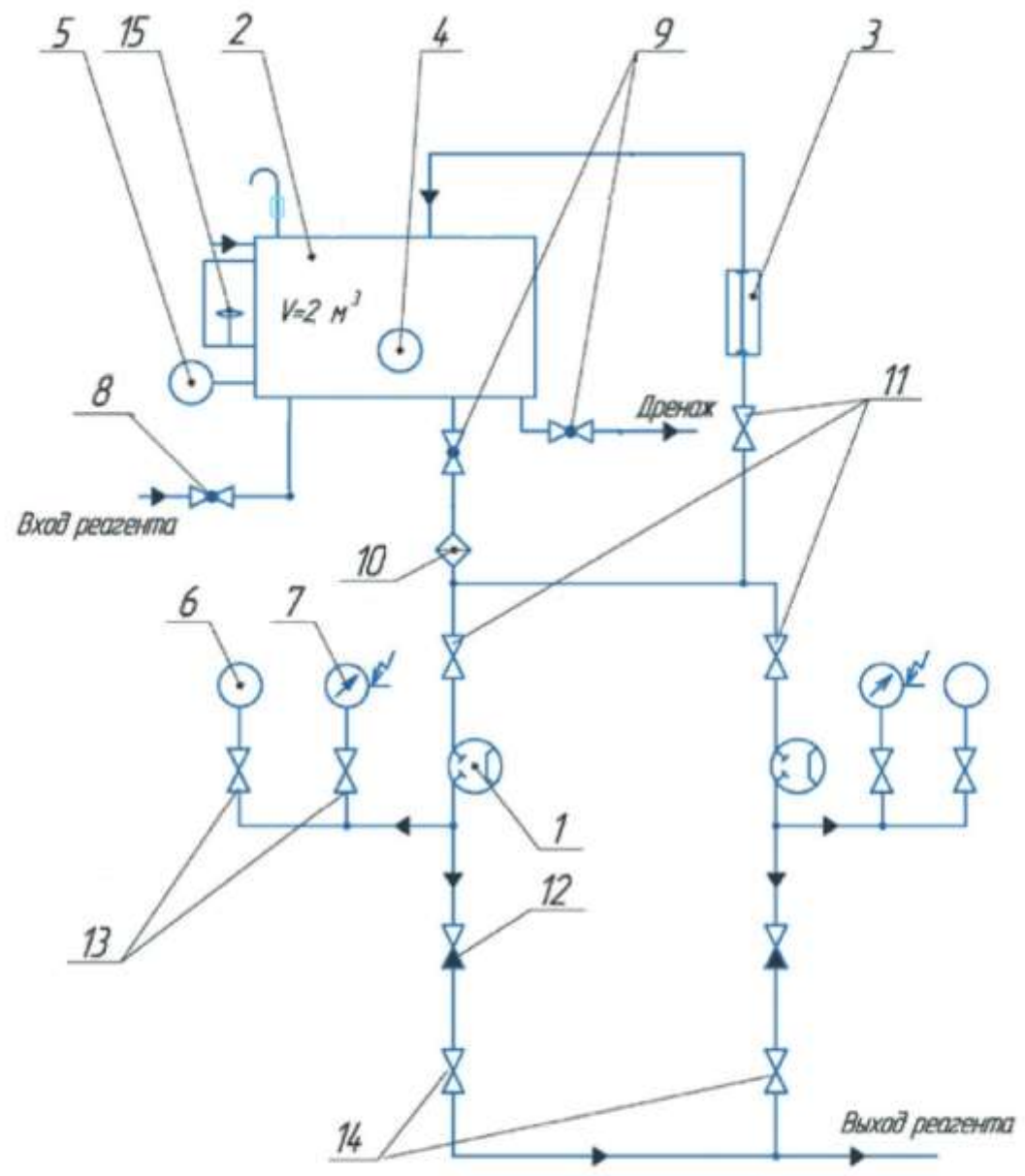
Согласовано	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата



### Приложение Б - Принципиальная схема установки дозирования химреагента



Поз	Наименование	Кол.	Примечание
1	Насос дозировочный	2	
2	Емкость технологическая	1	
3	Емкость мерная	1	
4	Электрообогреватель взрывозащищенный ОВЭ	1	
5	Термопреобразователь ТСМУ	1	
6	Преобразователь давления	2	
7	Манометр электроконтактный	2	
8	Кран шаровой Ду50, Ру40	1	
9	Кран шаровой Ду25/32, Ру40	2	
10	Фильтр	1	
11	Вентиль	3	
12	Клапан обратный	2	
13	Вентиль стальной прямооточный под манометр	4	
14	Вентиль	2	
15	Указатель уровня	1	

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.


### Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
<b>Куст скважин №2а</b>		
22-0025-ИЛО9.ГЧ.ТХ	Лист 1 Технологическая схема и схема автоматизации.	109
22-0025-ИЛО9.ГЧ.ТХ	Лист 2 План технологических трубопроводов (1:500).	110
22-0025-ИЛО9.ГЧ.АК	Лист 3 Схема структурная АСУ ТП	111
22-0025-ИЛО9.ГЧ.АК	Лист 4 План расположения оборудования в блоке аппаратурном.	112
22-0025-ИЛО9.ГЧ.ОС	Лист 5 Схема структурная сети охранной сигнализации	113

Согласовано

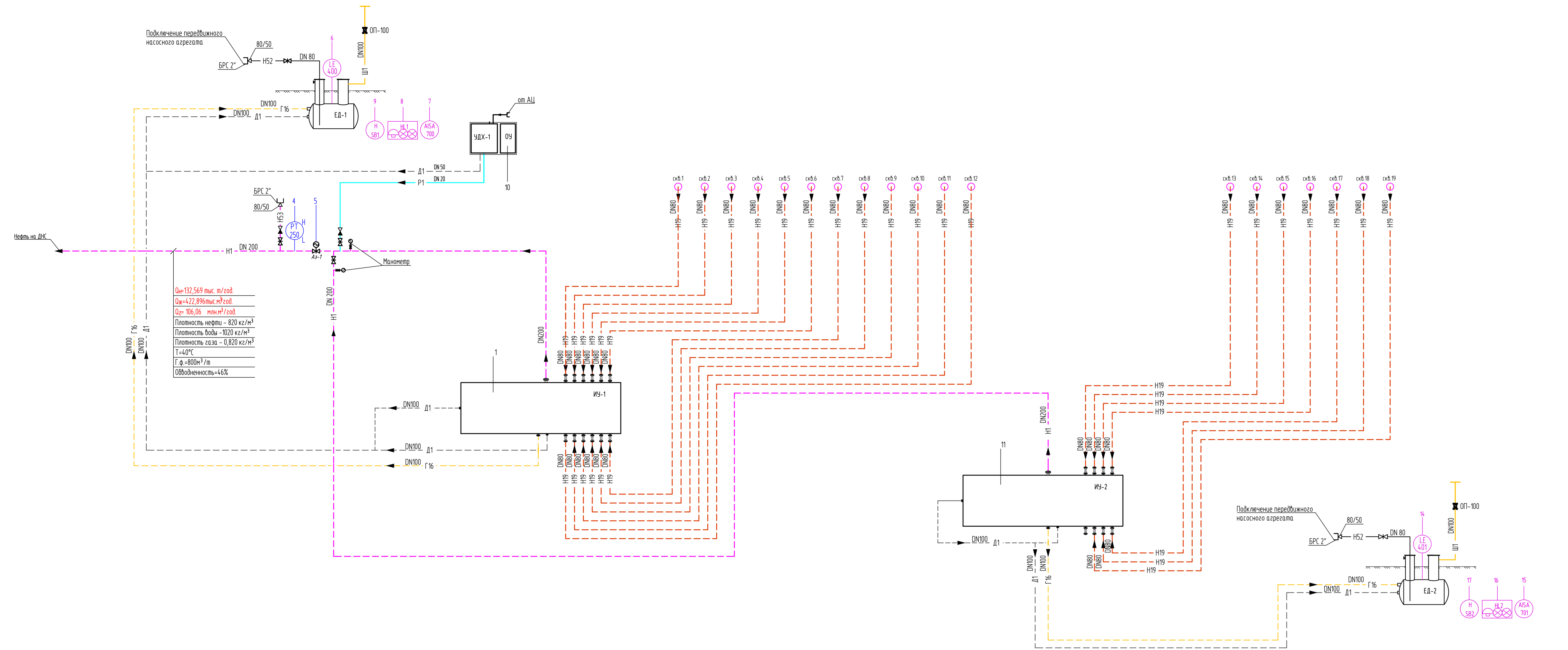
Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-ИЛО9.ГЧ					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
Разработал		Федорова			08.04.24
Нач.отдела		Кайгородов			08.04.24
Н. контр.		Ерофеева			08.04.24
ГИП		Левинцова			08.04.24
Ведомость документов графической части					
		Стадия	Лист	Листов	
		П		1	
<b>АО «НПИИЭК»</b>					





Q<sub>н</sub> = 132,569 тыс. м<sup>3</sup>/год  
 Q<sub>к</sub> = 422,896 тыс. м<sup>3</sup>/год  
 Q<sub>г</sub> = 106,06 тыс. м<sup>3</sup>/год  
 Плотность нефти – 820 кг/м<sup>3</sup>  
 Плотность воды – 1020 кг/м<sup>3</sup>  
 Плотность газа – 0,820 кг/м<sup>3</sup>  
 T = 40°C  
 Г.Ф. = 600 м<sup>3</sup>/т  
 Обводненность = 4,6%

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ				
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечания
ИУ-1	Установка измерительная автоматизированная ИУ 40-12-1500 ГОСТ Р 8.675-2005, исполнение ХП1	1	Ж.об. 7500 м <sup>3</sup> /сут. разный формат до 11000 м <sup>3</sup> /т, Р=4,0 МПа, N=15 кВт, DN 80, n=12, ШИ 2500 мм, материал: Углеродистый Ст, LxШxH=1000x2000x3000 мм, G=2200 кг	
ИУ-2	Установка измерительная автоматизированная ИУ 40-8-1500 ГОСТ Р 8.675-2005, исполнение ХП1	1	Ж.об. 7500 м <sup>3</sup> /сут. разный формат до 11000 м <sup>3</sup> /т, Р=4,0 МПа, N=15 кВт, DN 80, n=8, ШИ 2500 мм, материал: Углеродистый Ст, LxШxH=1000x2000x3000 мм, G=2200 кг	
УДХ-1	Установка обработки хвостового комплекса с отсеком управления на общей раме	1	Р=10,0 МПа, Q=10 л/час, Vбаква=2 м <sup>3</sup> , N=17 кВт, 2 дозирующих насоса типа НД, LxШxH=450x274x3000 мм, G=4000 кг	
Аз-1	Защитная запорная фланцевая с электроприводом	1	DN 200, PN 40 (4,0 МПа), N=1,5 кВт	
	Добавочная скважина	19		Проект бурения скважин
ЭЦН	Позитивный центробежный электронасос	19	N=90 кВт – 1шт, N=60 кВт – 1шт, N=43 кВт – 2шт	Проект бурения скважин
ЕД-1,2	Емкость приемная дренажная ЕП-25-2400-3	2	V=25 м <sup>3</sup> , P <sub>раб</sub> =0,07 МПа, D <sub>вн</sub> =2400 мм, h <sub>горл</sub> =1300 мм, L=5826 мм, G=3870 кг	

ЭКСПЛИКАЦИЯ ИНЖЕНЕРНЫХ СЕТЕЙ		
Обозначение	Наименование	Примечания
H1	Трубопровод нефтяной скважины с ИУ	с наружной 3-х слойной полиэтиленовой изоляцией
H19	Трубопровод высвободившейся скважины	с наружной 2-х слойной полиэтиленовой изоляцией
H52	Трубопровод отпайки из дренажной емкости	89x8
H53	Трубопровод заправки жидкости в нефтегазопровод	89x8
Г16	Трубопровод лобачи расчета	25x3
Д1	Трубопровод дренажный	114x6, 57x6
Ш1	Трубопровод дыхательный	114x6

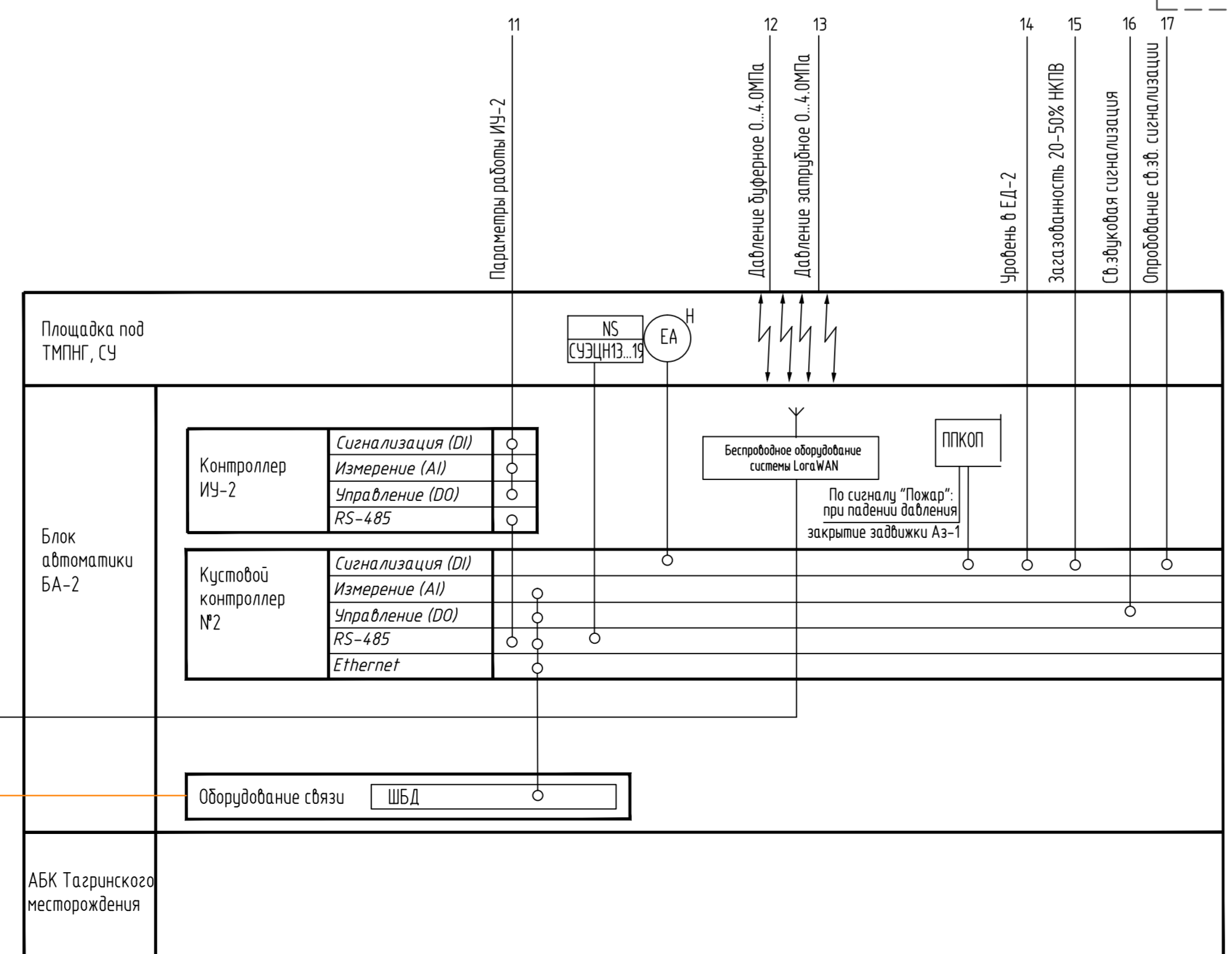
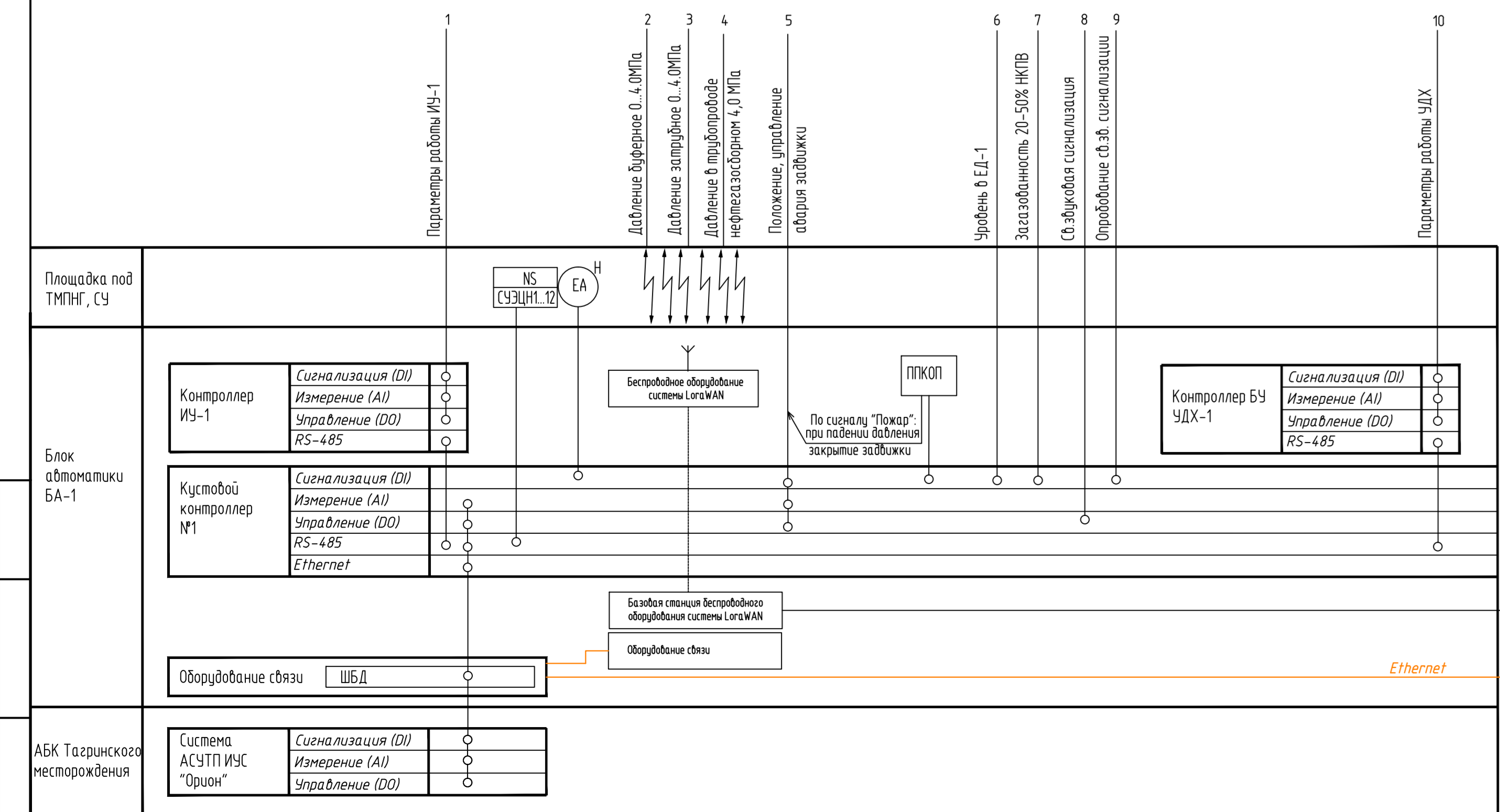
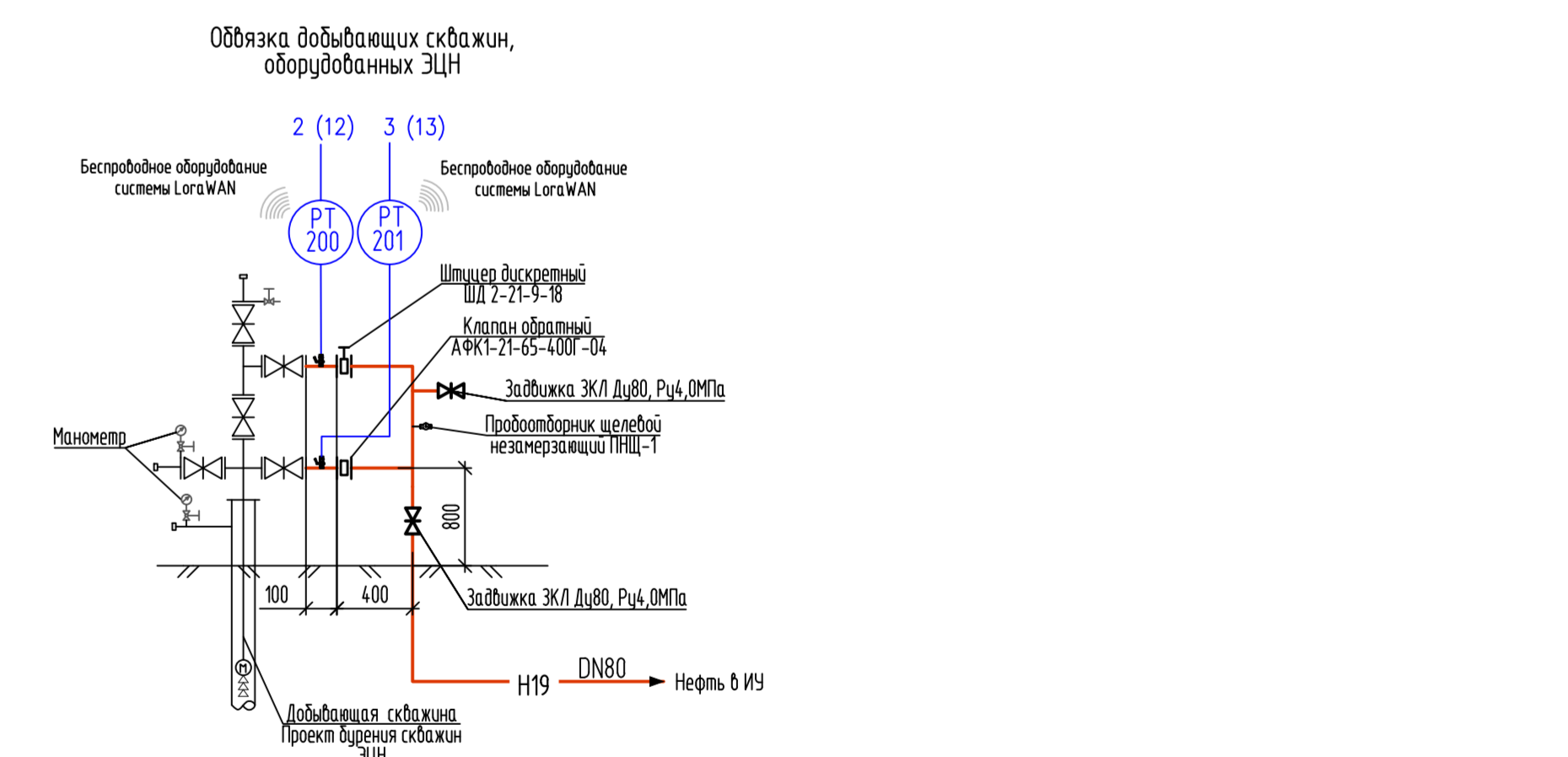
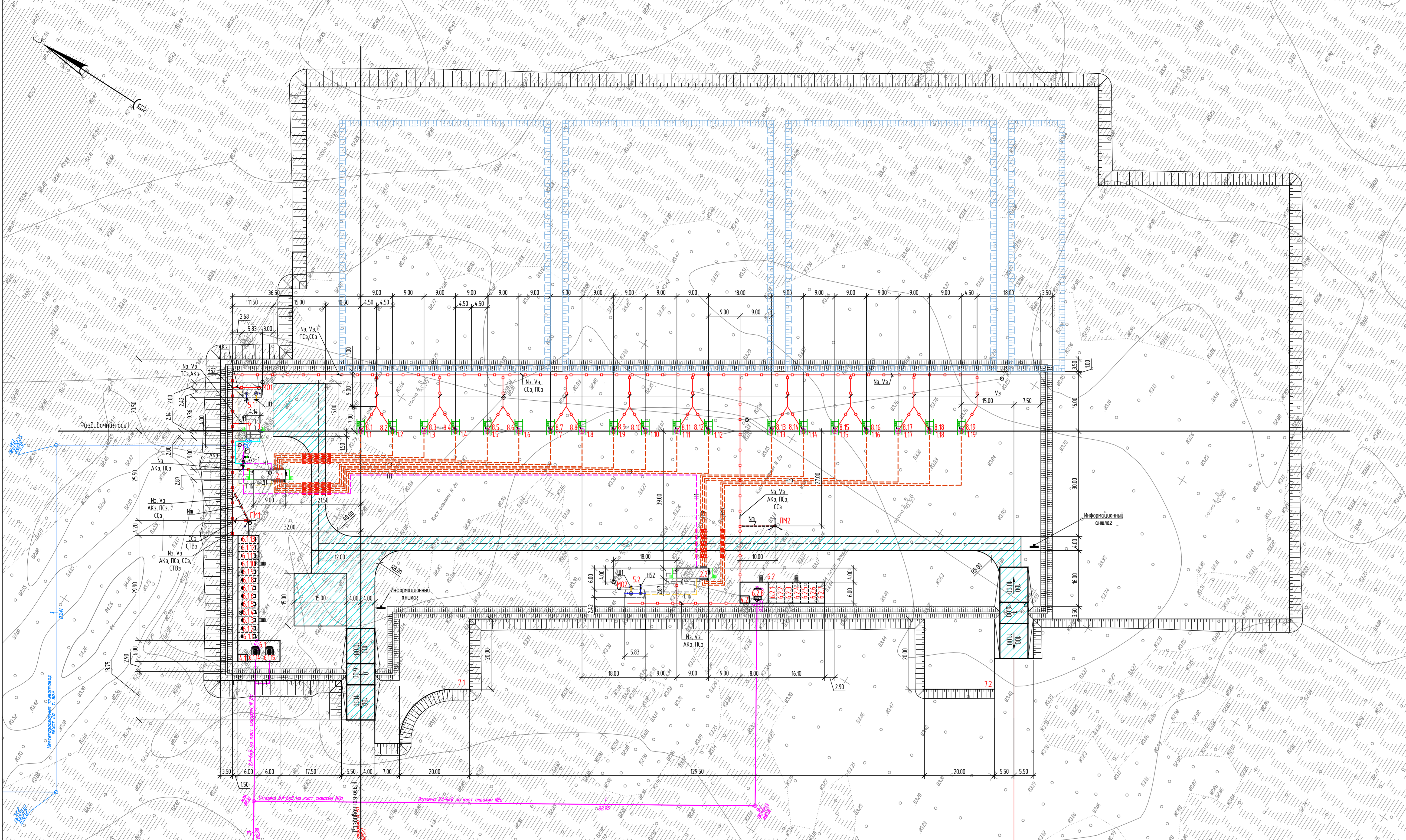


ТАБЛИЦА КОНТРОЛЕВ АВТОМАТИЗАЦИИ		
Позиция	Обозначение контура	Состав контура
400,401	LE	Уровнемер
200-238, 250	PT	Датчик давления
ИТ	EA	Индикатор тока
700,701	AISA	Сигнализатор
SB1, SB2	-	Пост управления
HL1, HL2	-	Пост аварийной сигнализации

22-0025-И/09 Г.Ч. ТХ				
"Обустройство участка скважин № 2а Тазринского месторождения"				
Изм.	Кол. Изм.	Лист	Итого	Дата
Разработано	Федорова	15.11.23		
Проверено	Кайсаров	15.11.23		
Начертано	Федорова	15.11.23		
Сверено	Вельцова	15.11.23		





ЭКСПЛИКАЦИЯ ИНЖЕНЕРНЫХ СЕТЕЙ

Обозначение	Наименование	Примечания
Н1	Трубопровод нефтегазосборный с УС	
Н19	Трубопровод выходящий от добывающих скважин	
Н52	Трубопровод отпавки из дренажной емкости	
Р1	Трубопровод подачи реагента	
Г16	Трубопровод сброса с предохранительного клапана	
Д1	Трубопровод дренажный	
Ш1	Трубопровод выхлопной	
Уз	Кабели электрические высокого напряжения по эстакаде	
Нз	Кабели электрические низкого напряжения по эстакаде	
АКз	Кабели автоматизации по эстакаде	
ПСз	Пожарная сигнализация по эстакаде	
ССз	Кабель связи по эстакаде	
СТВз	Кабель системы технологического видеонаблюдения по эстакаде	
Мп	Кабель электрический низкого напряжения в земле (защищен трубой)	
АКп	Кабель автоматизации в земле (защищен трубой)	

Номер по ГП	Наименование	Кол-во, шт.	Примечания
4 этап строительства			
11	Часть добывающей скважины	1	Скв.1
21	Измерительная установка ИУ-1 (140-12-1500)	1	
3	Блок дозирования реагента	1	
4.1	Блок автоматки	1	
5.1	Емкость дренажная ЕД-1, V=25м³	1	
6.1	Площадка под КТП, ТМН, СУ и БА	1	
6.11- 6.113	Секция под ТМН и СУ	13	
6.14, 6.15	КТПН	2	
7.1, 7.2	Площадка для размещения пожарной техники	2	
8.1	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
PM1	Проекторная нивелир с нивелиростаном	1	
M01	Молниезащит	1	
6 этап строительства			
12	Часть добывающей скважины	1	Скв.2
8.2	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
7 этап строительства			
13	Часть добывающей скважины	1	Скв.3
8.3	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
8 этап строительства			
14	Часть добывающей скважины	1	Скв.4
8.4	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
9 этап строительства			
15	Часть добывающей скважины	1	Скв.5
8.5	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
10 этап строительства			
16	Часть добывающей скважины	1	Скв.6
8.6	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
11 этап строительства			
17	Часть добывающей скважины	1	Скв.7
8.7	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
12 этап строительства			
18	Часть добывающей скважины	1	Скв.8
8.8	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
13 этап строительства			
19	Часть добывающей скважины	1	Скв.9
8.9	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
14 этап строительства			
110	Часть добывающей скважины	1	Скв.10
8.10	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
15 этап строительства			
111	Часть добывающей скважины	1	Скв.11
8.11	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
16 этап строительства			
112	Часть добывающей скважины	1	Скв.12
8.12	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
19 этап строительства			
113	Часть добывающей скважины	1	Скв.13
2.2	Измерительная установка ИУ-2 (140-8-1500)	1	
4.2	Блок автоматки	1	
5.2	Емкость дренажная ЕД-2, V=25м³	1	
6.2	Площадка под КТП, ТМН, СУ и БА	1	
6.2.1- 6.2.7	Секция под ТМН и СУ	7	
6.2.8	КТПН	1	
8.13	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
PM2	Проекторная нивелир с нивелиростаном	1	
M02	Молниезащит	1	
20 этап строительства			
114	Часть добывающей скважины	1	Скв.14
8.14	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
21 этап строительства			
115	Часть добывающей скважины	1	Скв.15
8.15	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
22 этап строительства			
116	Часть добывающей скважины	1	Скв.16
8.16	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
23 этап строительства			
117	Часть добывающей скважины	1	Скв.17
8.17	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
24 этап строительства			
118	Часть добывающей скважины	1	Скв.18
8.18	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	
25 этап строительства			
119	Часть добывающей скважины	1	Скв.19
8.19	Площадка обслуживания для добывающих скважин	1	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Проектируемые подземные трубопроводы
- Проектируемые кабельные эстакады
- Проектируемая кабельная эстакада на пylonных опорах
- Стена движения транспортных средств на площадке
- Покрытие из щебня

Ид. № листа: Внес. №: Подпись и дата:

22-0025-И/09 Г.Ч. ТХ

"Обустройство участка скважин № 2а Тазарского месторождения"

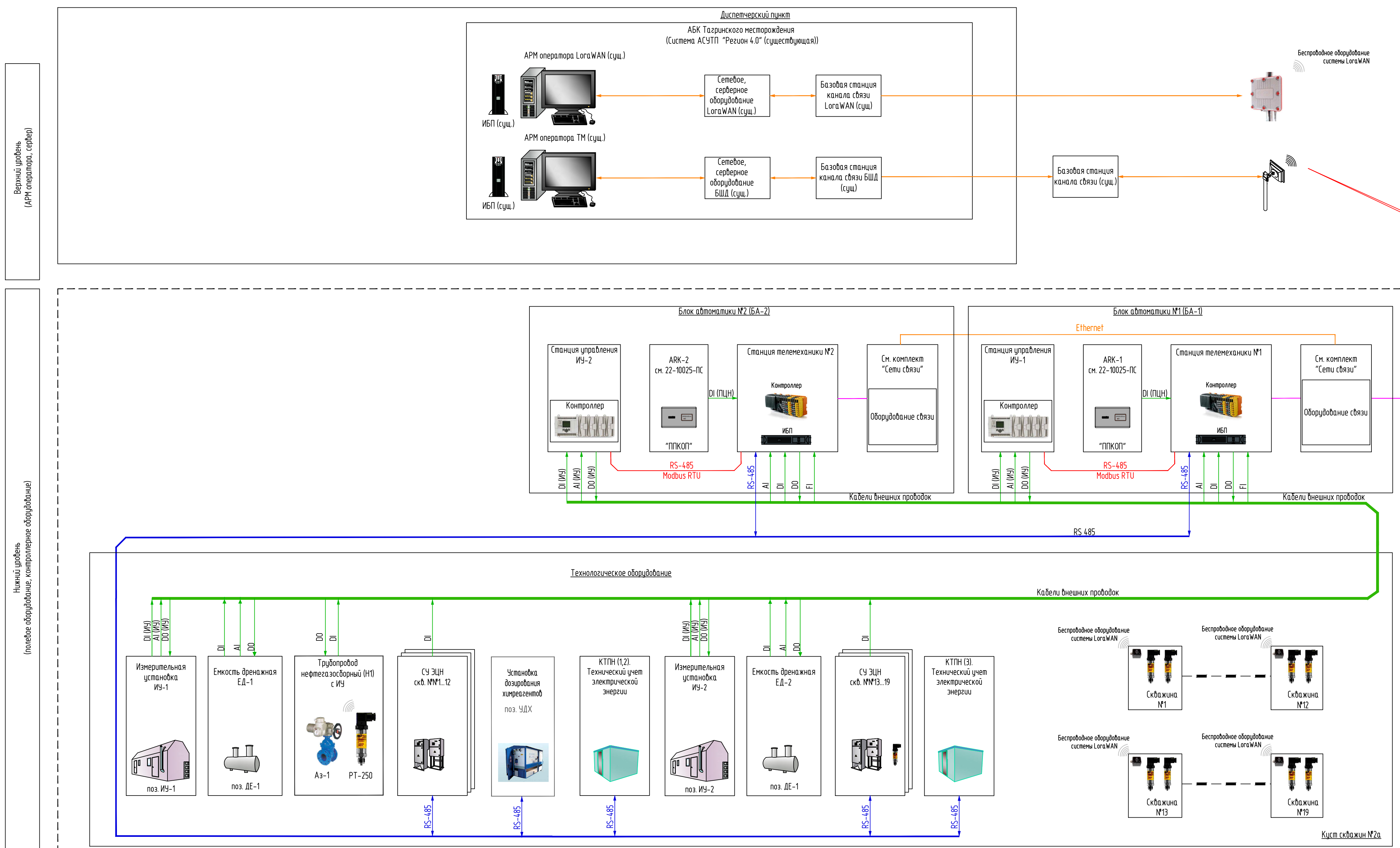
Куст скважин № 2а

Лист 2

Формат А2Х3



Схема структурная АСУ ТП куста скважин №2а Тагринского месторождения



**Технические указания**

1. В данной структурной схеме представлена 2-х уровневая автоматизированная система управления технологическим процессом АСУ ТП куста скважин №2а:

**Нижний уровень:**

- Датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными сигналами;
- Исполнительные механизмы;
- Станция телемеханики кустовая;
- Контроллеры СУ ЭЦН;
- Контроллер СУ УДХ;
- Станция управления ИУ-1,2.

**Верхний уровень:**

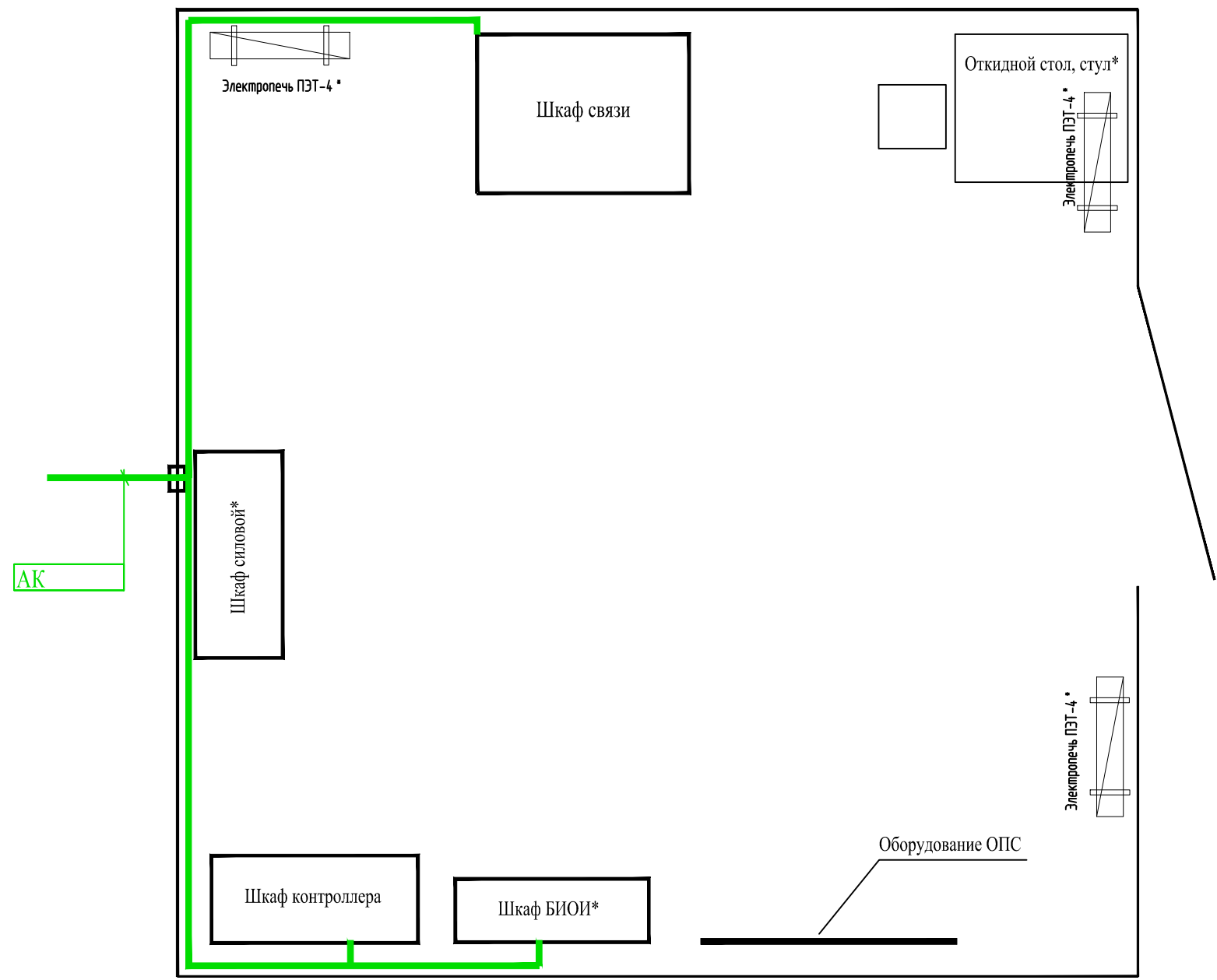
Существующая АСУ ТП "Регион 4.0" с АРМ оператора ТМ в операторной АБК Тагринского месторождения.

- Условные обозначения**
- АРМ - автоматизированное рабочее место;  
 СУ - станция управления;  
 AI - входные аналоговые сигналы;  
 DI - входные дискретные сигналы;  
 DO - выходные дискретные сигналы;  
 ППКОП - прибор приемо-контрольный охранно-пожарный;  
 ИУ - измерительная установка;  
 ИБП - источник бесперебойного питания;  
 БА - блок автоматики.

22-0025-ИЛ09.ГЧ.АК					
"Обустройство куста скважин №2а Тагринского месторождения"					
Изм.	Кол.Уч.	Лист	Издок	Подпись	Дата
Разраб.	Андерсон	Лист		Лист	21.11.23
Куст скважин №2а		Стадия	Лист	Листов	
Автоматизация комплексная		П	1	2	
Структурная схема АСУ ТП					
Н.контр.	Ерофеева	Лист		Лист	21.11.23
ГИП	Левицкова	Лист		Лист	21.11.23
АО "НПИЗЭК"					

Взагл. инф. №	
Подпись и дата	
Инф. № подл.	



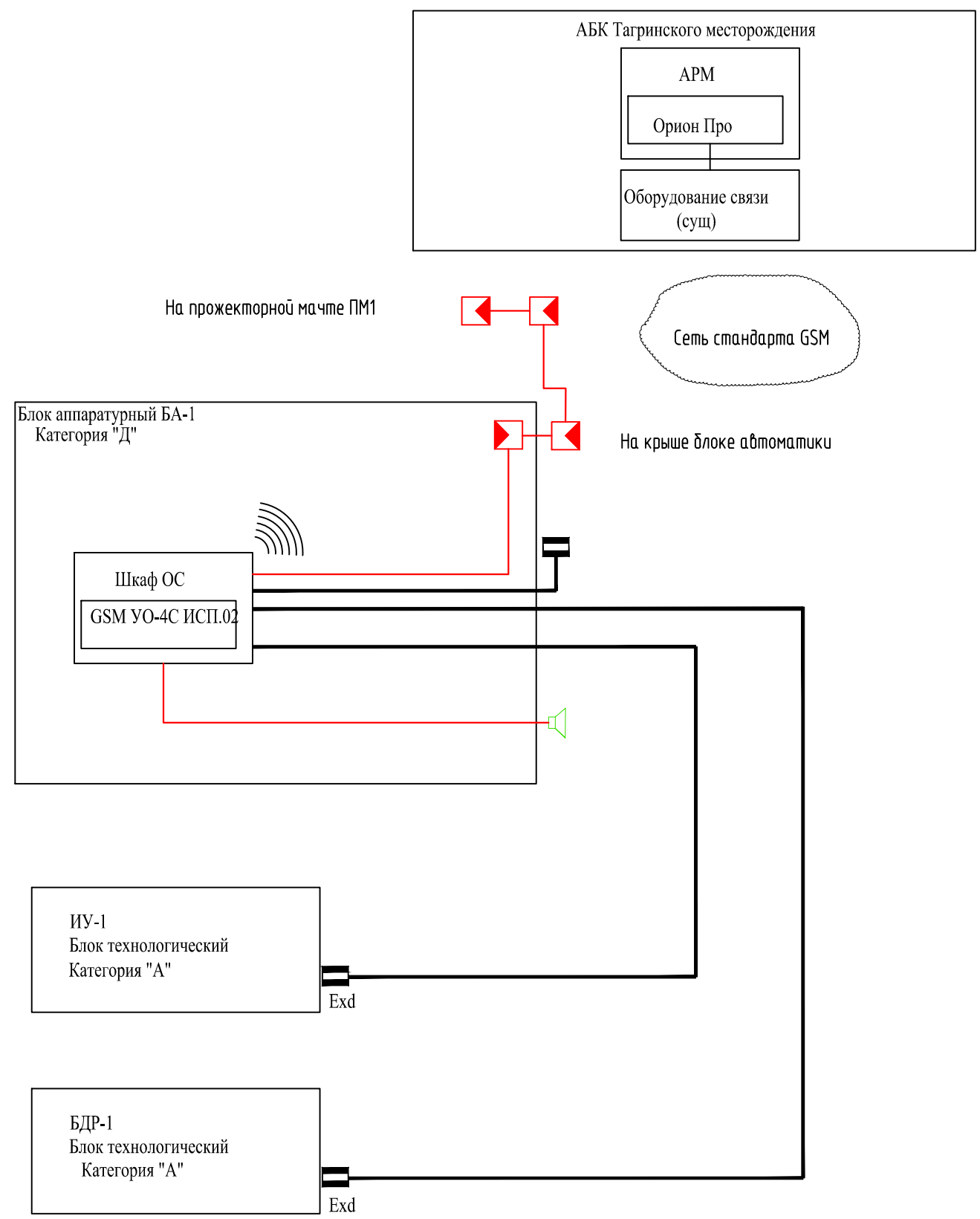


Примечание.  
 Расположение оборудования уточняется заводом-изготовителем.  
 \* - оборудование блочной поставки

Инф. № подл.	0112884
Взам. инф. №	
Подпись и дата	

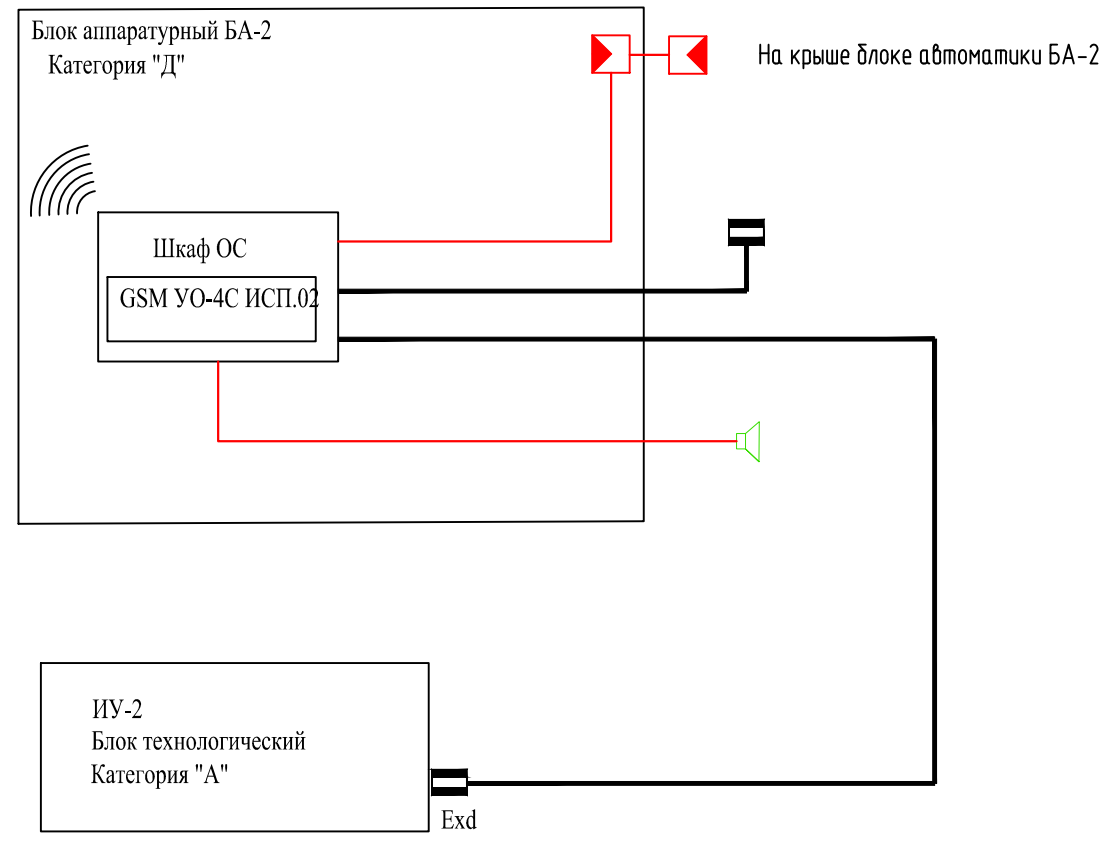
						22-0025-ИЛО9.ГЧ.АК			
						"Обустройство куста скважин N 2а Тагринского месторождения"			
Изм.	Кол. Уч	Лист	Ивок	Подпись	Дата	Куст скважин №2а. Автоматизация комплексная	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Андерсон		<i>Андр</i>	21.11.23		П	2	
Н.контр		Ерофеева		<i>Ерофеева</i>	21.11.23	Расположение оборудования в блоке автоматики	АО "НПИИЭК"		
ГИП		Левинцова		<i>Левинцова</i>	21.11.23				

Схема структурная охранной сигнализации



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Условное обозначение и изображение	Наименование
	Извещатель охранный магнитоконтактный
	Шлейф охранной сигнализации
	Кабель охранной сигнализации
	Объемный охранный извещатель
	Светозвуковой оповещатель



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

						22-0025-ИЛО9.ГЧ.ОС			
						"Обустройство куста скважин N 2а Тагринского месторождения"			
Изм.	Кол. Уч	Лист	Ивок	Подпись	Дата	Куст скважин №2а. Охранная сигнализация	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Андерсон		<i>Андр</i>	21.11.23		П	1	
Н.контр		Ерофеева		<i>Ерофеева</i>	21.11.23	Схема структурная сети охранной сигнализации	АО "НПИИЭК"		
ГИП		Левинцова		<i>Левинцова</i>	21.11.23				

