

**Общество с ограниченной ответственностью
«НИИЗПРОЕКТ»**

Юридический адрес: 628605, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, город Нижневартовск, улица 60
лет Октября, дом 76, кв.39
ИНН 8603232126, КПП 860301001, ОГРН 1188617002001, ОКПО 25337309
Тел.: (3466)69-03-79, Email: saproect@mail.ru

Экз.№ _____

**КУСТОВАЯ ПЛОЩАДКА №14 (СКВ. №315, №316),
КРЕЩЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С КОРИДОРом
КОММУНИКАЦИЙ**

Проектная документация

**Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно- технических мероприятий,
содержание технологических решений»**

Подраздел 7 «Технологические решения»

Часть 1 «Площадочные объекты»

34-2020-ИОС7.1

Том 5.7.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Нижневартовск, 2020

Общество с ограниченной ответственностью

«НИИЗПРОЕКТ»

Юридический адрес: 628605, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, город Нижневартовск, улица 60 лет Октября, дом 76, кв.39

ИНН 8603232126, КПП 860301001, ОГРН 1188617002001, ОКПО 25337309

Тел.: (3466)69-03-79, Email: saproect@mail.ru

Заказчик – ООО «Пурнефть»

КУСТОВАЯ ПЛОЩАДКА №14 (СКВ. №315, №316), КРЕЩЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С КОРИДОРОМ КОММУНИКАЦИЙ

Проектная документация

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 7 «Технологические решения»

Часть 1 «Площадочные объекты»

34-2020-ИОС7.1

Том 5.7.1

Согласовано		

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

Генеральный директор

С.А. Мурзин

Главный инженер проекта

Т.А. Шайхутдинов

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Нижневартовск, 2020

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
34-2020-ИОС7.1.С	Содержание тома	
34-2020-ИОС7.1.ТЧ	Текстовая часть	
	Графическая часть	
34-2020-ИОС7.1.ГЧ.ТХ	Лист 1 Технологическая схема и схема автоматизации	
34-2020-ИОС7.1.ГЧ.ТХ	Лист 2 План технологических трубопроводов	
34-2020-ИОС7.1.ГЧ.АК	Лист 3 Схема структурная АСУ ТП	
34-2020-ИОС7.1.ГЧ.АК	Лист 4 Расположение оборудования в блоке автоматики	

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.С			
Разработал		Исаева			14.04.20	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н.контроль		Ерофеева			14.04.20		ООО «НИИЗПРОЕКТ»		
ГИП		Шайхутдинов			14.04.20				

Содержание

1	Сведения о производственной программе и номенклатуре	3
	продукции, характеристика принятой технологической схемы	3
	производства в целом и характеристика отдельных	3
	параметров технологического процесса, требования к.....	3
	организации производства, данные о трудоемкости.....	3
	изготовления продукции	3
1.1	Сведения о производственной программе	3
1.2	Описание технологической схемы.....	4
1.3	Выбор оборудования и трубопроводов	6
1.4	Компоновка оборудования.....	9
1.5	Характеристика устанавливаемого оборудования	13
1.6	Технологические трубопроводы	16
1.7	Расчет на прочность и расчет срока службы трубопроводов.....	17
1.8	Монтаж и испытания	19
1.9	Сварочно-монтажные работы.....	20
1.10	Обогрев трубопроводов.....	21
1.11	Защита трубопроводов от коррозии.....	21
1.12	Тепловая изоляция трубопроводов	24
1.13	Трубопроводная арматура.....	24
1.14	Контроль качества и операционный контроль	26
2	Обоснование потребности в основных видах ресурсов.....	28
	для технологических нужд.....	28
3	Описание источников поступления сырья и материалов	29
4	Описание требований к параметрам и качественным.....	30
	характеристикам продукции	30
5	Обоснование показателей и характеристик (на основе	32
	сравнительного анализа) принятых технологических	32
	процессов и оборудования	32
6	Обоснование количества и типов вспомогательного	33
	оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования,	33
	транспортных средств и механизмов	33
7	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения	34
	требований, предъявляемых к техническим устройствам,.....	34
	оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных	34
	производственных объектах	34
8	Сведения о наличии сертификатов соответствия	40
	требованиям промышленной безопасности	40

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

34-2020- ИОС7.1.ТЧ

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
Разработал		Исаева			14.04.20
Н. контр.		Ерофеева			14.04.20
ГИП		Шайхутдинов			14.04.20

«Технологические решения»
«Площадочные объекты»

Стадия	Лист	Листов
П	1	80
ООО «НИИЗПРОЕКТ»		

9	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности	42
10	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации объектов	57
11	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процесс	60
Электроснабжение и заземление предусматривается в электротехнической части проекта		
12	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники	68
13	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	70
14	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов	72
15	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов	73
16	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов	74
17	Перечень сокращений, условных обозначений, символов, единиц и терминов	76
18	Перечень технических регламентов и нормативных документов	77
Приложение А Принципиальная схема установки измерительной ИУ		80

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 проектной документации по объекту «Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций» принято на основании:

- Плана капитального строительства ООО «Пурнефть».

Проект выполнен на основании:

- задания на проектирование объекта «Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций»;

- материалов инженерных изысканий.

Размещение сооружений по объекту «Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций» выполнено в соответствии с следующими документами:

- Градостроительный план земельного участка,

- Протокол заседания Московской нефтяной секции ЦКР Роснедр по УВС от 23.09.2016 № 6525.

В соответствии с гл.7 п.7.1.3 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 промышленные объекты по добыче нефти (от крайнего ряда эксплуатационных скважин) при выбросе сероводорода до 0,50 т/сут. с малым содержанием летучих углеводородов по степени воздействия на окружающую природную среду относятся к III классу сооружений. Нормируемая санитарно-защитная зона (СЗЗ) составляет 300 м от границы площадок.

В период строительства и эксплуатации проектируемых объектов превышения установленных нормативов ПДК и ПДУ на границе нормативной СЗЗ не будет. В связи с этим, размер санитарно-защитной зоны корректировке не подлежит.

Количество скважин по объекту «Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций» соответствует проекту разработки месторождения.

Функциональное назначение объекта «Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций»: добыча, сбор и транспорт нефти.

Обустройство скважин предназначено для добычи газонасыщенной обводненной нефти со скважин.

Нефтегазосборные трубопроводы предназначены для подачи продукции скважин на ДНС-2 Крещенского месторождения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ

Промысловые автодороги обеспечивают транспортной связью нефтегазопромысловые объекты.

ВЛбкВ предназначены для электроснабжения потребителей куста скважин.

Продукция:

- нефть (совместно с нефтью попутный нефтяной газ и пластовая вода), подача на ДНС-2 Крещенского месторождения нефти.

Запроектированный объект входит в состав действующего ОПО:

- «Фонд скважин Крещенского месторождения» объекта III класса опасности (регистрационный № А01-14182-0004 от 03.02.2016г., номер свидетельства о регистрации А01-14182 от 03.02.2016 г.).

- «Система промышленных трубопроводов» объекта III класса опасности (регистрационный № А01-14182-0005 от 03.02.2016г., номер свидетельства о регистрации А01-14182 от 03.02.2016 г.).

Таблица 1 - Исходные данные по добыче

Наименование площадки	Добыча	
	Жидкость	Нефть
Куст скважин № 14	500 м ³ /сут	250 м ³ /сут
	20,83 м ³ /ч	10,42 м ³ /ч

Таблица 2 - Основные показатели по кустовой площадке

Наименование показателя	Ед. изм.	Куст скважин №14
Количество скважин, всего в т.ч:		2
- добывающих	шт.	2
- нагнетательных		0
- водозаборных скважин		0
Плотность нефти в условиях пласта	кг/м ³	822
Плотность газа	кг/м ³	1,07
Относительная плотность газа		0,732
Плотность пластовой воды	кг/м ³	1020
Расчетное давление трубопроводов выкидных и нефтегазосборных	МПа	4,0
Температура добываемой жидкости	°С	+5...+60
Газовой фактор	нм ³ /т	630
Обводненность средняя	%	50

1.2 Описание технологической схемы

Технологическая схема обустройства куста скважин № 14 представлены в графической части 34-2020-ИОС7.1.ГЧ.ТХ лист 1.

Экспликация оборудования для обустройства куста скважин № 14 представлена в таблице 3.

Согласовано

Инд. № инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

Таблица 3 - Экспликация оборудования куста скважин № 14

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечания
ИУ-1	Установка измерительная автоматизированная ИУ-40-4-400 ГОСТ Р 8.615-2005 исполнение ХЛ1 в комплекте с блоком автоматики	2	Q=400 м ³ /сут., P=4,0МПа, N=15 кВт, DN 80, n=4 LxВxH=5000x2870x3135 мм G=10000 кг	*
		2	LxВxH=3000x3000x3000 мм G=2200 кг	
Аз-1	Задвижка запорная фланцевая с электроприводом AUMA SA 14.1/ SAEXC 14.1	1	DN 150, PN 40 (4,0 МПа), N=1,5 кВт	
	Добывающая скважина	2		Проект бурения скважин
ЭЦН	Погружной центробежный электронасос	2		Проект бурения скважин
ЕД-1	Емкость подземная дренажная ЕП-8-2000-3	1	V=8м ³ , P=0,07 МПа, L=2900 мм, D _{вн} =2000 мм, H _{горл} =1300 мм G=2125 кг	ТУ 26-18-34-89
* - поставляется по тендеру				

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

Продукция скважин подается через выкидные трубопроводы диаметром 80 мм через измерительную установку ИУ-1 в трубопровод нефтегазосборный Н1. Транспортировка добываемой жидкости предусмотрена на ДНС-2 Крещенского месторождения по существующей и проектируемой системе сбора и транспорта жидкости для подготовки нефти. Проектируемые трубопроводы нефтегазосборные выполняются из стальных труб диаметром 150 мм. Для контроля за работой скважин предусматривается измерительная установка ИУ-1 (на подключение 4-х скважин). Переключение скважин с трубопровода нефтегазосборного на ИУ-1 и наоборот производится автоматически по заранее установленной программе.

Согласно п.6.3.7 СП 231.1311500.2015 для отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения на коллекторе выхода нефти предусмотрена запорная арматура с дистанционным и автоматическим управлением по сигналам систем противоаварийной защиты.

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

Измерительная установка ИУ-1 предназначена для:

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата

34-2020- ИОС7.1.ТЧ

Лист

5

- измерений массы и среднесуточного массового расхода сепарированной безводной нефти.

Установка измерительная 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 контроля и управления 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.

Нефтегазосборный трубопровод Н1 с измерительных установок принят с заводским наружным трёхслойным полиэтиленовым и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием.

Подача реагентов (ингибитора коррозии и др.) в нефтегазопровод производится через запроектированный узел путем подключения мобильной установки подачи реагента через гибкий трубопровод и соединение БРС.

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.

Дренаж с блока ИУ-1 предусматривается в подземную дренажную ёмкость ЕД-1. Опорожнение подземной емкости предусматривается в автоцистерну с вывозом на ДНС-2 Крещенского месторождения или закачкой в нефтегазопровод Н1.

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*;

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата

- коррозионной активности среды

Расчетное давление трубопроводов принято в соответствии с п.4.6 ГОСТ 32569-2013, п. 3.80 ВНТП 3-85.

Диаметры трубопроводов определены исходя из нормативных скоростей, указанных в таблице 2 ВНТП 3-85, 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.

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.

В проекте принято:

- расчетное давление нефтегазопроводов 4,0 МПа.

Классификация технологических сред по пожаровзрывоопасности

Технологические среды по пожаровзрывоопасности подразделяются на следующие группы:

- пожаровзрывоопасные – устья скважин, арматурные узлы, дренажные емкости, измерительные установки, где обращаются нефть и нефтяной газ, реагент;
- взрывоопасные - устья добывающих скважин, арматурные узлы, дренажные емкости, где обращается нефтяной газ, пары ЛВЖ;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

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

-пожаробезопасные – блок автоматики, где обращаются негорючие вещества.

Классификация зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности и классификация наружных установок по пожарной опасности применяется для установления требований пожарной безопасности, направленных на предотвращение возможности возникновения пожара и обеспечение противопожарной защиты людей и имущества в случае возникновения пожара.

Классификация зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности и классификация наружных установок по пожарной опасности выполнена согласно СП 12.13130.2009.

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 Р 30852.9-2002, пункты 88, 379 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101.

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 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002.

Степень огнестойкости, класс конструктивной и класс функциональной пожарной опасности зданий и помещений принят по СП 2.13130.2012.

Характеристика проектируемых основных сооружений и установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Характеристика основных сооружений и установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности

Производства и сооружения	Категория помещений, зданий и наружных установок по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 30852.9-2002 *, (ПУЭ)	Класс пожароопасной зоны по ПУЭ	Категория и группа смеси по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002	Степень огнестойкости, класс конструктивной и класс функциональной пожарной опасности по СП 2.13130.2012
1	2	3	4	5	6
Установка измерительная автоматизированная -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 (БА)	Д				IV, СО Ф5.1
Наружная установка - устья добывающих скважин - До 3м от фланцев	АН	Зона 2 (В-Ir)		ПА-Т3	

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Наружная установка- арматурные узлы нефтегазопроводов - До 3м от фланцев	АН	Зона 2 (В-Іг)		ПА-ТЗ	
Наружная установка- площадка дренажной емкости - Внутри емкости - До 3м от среза трубы - До 2м от зоны 1-го класса	АН	Зона 0 (В-Іг) Зона 1 (В-Іг) Зона 2 (В-Іг)		ПА-ТЗ	
Комплектная трансформаторная подстанция КТПН	В		П- І		
Трансформатор ТМПН	ВН		П- ІІІ		

1.4 Компоновка оборудования

Оборудование на кустовой площадке № 14 размещено в соответствии с технологической схемой.

Набор оборудования, необходимого для эксплуатации скважин на кустовой площадке № 14 представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Экспликация оборудования и сооружений на кустовой площадке № 14

Номер по ГП	Наименование	Кол-во, шт.
1.1	Добывающая скважина	1
1.2	Добывающая скважина	1
2	Измерительная установка	1
3	Емкость дренажная ЕД-1, V=8м ³	1
4	Площадка под КТПН, СУ и ТМПН, БА	1
4.1	ТМПН, СУ	1
4.2	КТПН	1
4.3	Блок автоматики	1
ПМ1	Прожекторная мачта с молниеотводом	1

На кустовой площадке № 14 число проектируемых скважин- 2 шт., в том числе: добывающих скважин – 2 шт.

Количество скважин на кустовой площадке должно быть не более 24 шт. в соответствии с п. 2.14 ВНТП 3-85, п. 2.20 ВНТП 03/170/567-87).

Скважины на кустовой площадке размещены на одной прямой. Расстояние между скважинами - 20 м.

Кустовая площадка имеет один въезд 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.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Технологические блок-боксы полной заводской готовности расположены на свайном основании на 0,5 м выше земли, площадки обслуживания подняты на высоту, чтоб не занесло снегом. Блоки ИУ-1, БА выполнены в блочном исполнении в блок-боксе. Блок-боксы имеют электрическое отопление, вентиляцию, освещение.

В проекте применяется блочно-комплектное оборудование:

- Измерительная установка ИУ-1;
- Блоки автоматики.

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 легкобрасываемыми конструкциями являются оконные проемы или конструкции покрытий из стальных листов площадью не менее 0,05 м² на 1 м³ объема помещения категории А с толщиной остекления 3мм площадью не менее 0,8м² (п. 6.2.6 СП 4.13130.2013).

В блоках категории А объемом до 500 м³ 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. 4.29 ВНТП 3-85).

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 блоке ИУ-1 при пожаре. В блоке ИУ-1 предусмотрено включение вентиляторов при 10% НКПВ, а также предусматривается отключение технологического оборудования блока при 40% 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Для сохранения температуры, предотвращения образования ледяных, гидратных пробок выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы прокладываются подземно. При этом учитывался опыт строительства, эксплуатации кустовых площадок на объектах нефтегазового комплекса с прокладкой данных труб в подземном исполнении.

Строительство осуществляется на отсыпанной и спланированной площадке, отсыпка осуществляется песками из сухой карьеров. Толщина насыпи принимается не менее 1 м.

Расстояния по горизонтали (в свету) от подземных трубопроводов до опор эстакад принято не менее 1,0 м (п. 6.10 СП 18.13330.2011).

При пересечении подземных трубопроводов в свету принято не менее 200мм (п. 6.12 СП 18.13330.2011).

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.

Заглубление дренажной емкости на кустовой площадке составляет – 0,8 м до верхней образующей. Проектируемые трубопроводы и подземная дренажная емкость расположены в теле насыпного грунта.

Технологические трубопроводы проложены на отметках (низ трубопровода): Н1 - на отметке минус 1,5 м, Н19 - на отметке минус 0,9 м, Ш1 - высота воздушки +3,0 м от планировочной отметки земли, Н52 - на отм +1,2 м, Р1 - на отметке +0,9 м, Г16 и Д1 - на отметке минус 1,12 и 1,08 м.

Трубопроводы выкидные расположены вдоль скважин, где предусмотрен проезд техники. Заглубление трубопроводов выполнено на отметке -0,9 м от дневной поверхности отсыпанной территории исходя из условий сохранения прочности трубопровода с учетом всех действующих нагрузок (технологический транспорт, ремонтный агрегат, буровая установка и приемные мостки и т.д.).

Подземные выкидные трубопроводы Н19, нефтегазопровод от измерительной установки Н1 проложены без уклона (допускается по п.115 Руководства). Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие их опорожнение при останове трубопроводов: опорожнение выкидных трубопроводов производится вытеснением через измерительную установку и блок гребенки в дренажную линию. На надземной части нефтегазопровода, на дренажной линии в измерительной установке, на блоке гребенки предусмотрена запорная арматура для присоединения съёмных трубопроводов или гибких шлангов для возможности опорожнения участков в случае аварии или при проведении ремонтных работ.

Дренажные трубопроводы Д1 и трубопровод сброса с предохранительного клапана Г16 проложены с уклоном 0,003 в сторону опорожнения в подземную дренажную емкость (Пункт 115 Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденного приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 № 784).

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

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

Пересечение трубопроводами внутриплощадочной автомобильной дороги согласно п. 10.1.28 ГОСТ 32569-2013 выполнено в защитном футляре по ТПР 01-07. Глубина заложения под автодорогой не менее 0,6 до верха футляра от полотна автодороги согласно п.6.12(а) СП 18.13330.2011. Концы футляра выведены от обочины дороги не менее чем на 2 м. Уплотнение концов футляра и гильз выполнить монтажной пеной.

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.

Противопожарные расстояния между зданиями, сооружениями и строениями приняты в зависимости от степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности.

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 3,5м с разворотной площадкой не менее 15,0x15,0м (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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист 12

менее 4,5 м СП 18.13330.2011 (СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция).

– Противопожарные разрывы между блок - боксами и другими объектами устанавливаются в соответствии с требованиями приложения 5, 6 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" Приказ №101 от 12.03.2013г., СП 4.13130.2013.

– Противопожарные расстояния между энергетическими сооружениями и взрывоопасными установками приняты по 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 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 1,5м.

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 Р 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 устанавливаемого оборудования

Установка измерительная ИУ-1

Для измерения в автоматическом и ручном режиме количества жидкости и газа, добываемых из скважин кустовой площадки, принята установка измерительная автоматизированная ИУ-40-4-400 – (производитель определяется тендером). Принципиальная схема установки измерительной приведена в приложении А.

Техническая характеристика

Количество подключаемых скважин, шт.	4
Диапазон номинальных значений дебита, подключенных к установке скважин, м ³ /сут.	4-400
Рабочее давление, МПа	не более 4,0
Характеристика рабочей среды:	
рабочая среда	газожидкостная смесь (ГЖС)
температура, °С	от 5 до 90
кинематическая вязкость нефти при t=20 °С, сСт	от 1 до 150

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

плотность нефти, кг/м ³	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 ³ /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.	

Согласно п.6.3.7 СП 231.1311500.2015 для отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения на коллекторе выхода нефти предусмотрена запорная арматура с дистанционным и автоматическим управлением по сигналам систем противоаварийной защиты.

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 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 используются кориолисовые массовые счетчики — расходомеры различных фирм производителей. Для измерений объема и объемного расхода газа используются кориолисовые массовые счетчики-расходомеры.

Исполнение блока обеспечивает его эксплуатацию в диапазоне температур окружающей среды от минус 55 до плюс 50°С. Установка принята в проекте с антипарафиновым и антикоррозионным покрытием внутренних поверхностей трубопроводов и измерительной емкости. Оборудование замерной 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.

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

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009

А

Степень огнестойкости и класс функциональной пожарной опасности по СП 2.13130.2012

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

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

Вентиляция блока:

- принудительная вытяжная механическая с помощью вентилятора, установленного в блоке;
- естественная вытяжная с помощью дефлектора с клапаном;
- естественная приточная через жалюзийные решетки.

Блок автоматики

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009

Д

Степень огнестойкости и класс функциональной пожарной опасности по СП 2.13130.2012

IV, 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.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Емкость подземная дренажная ЕД-1

Подземная дренажная емкость ЕП 8-2000-3 принята по ТУ 26-18-34-89 с внутренним антикоррозийным покрытием.

- Объем 8 м³,
- Давление 0,07 МПа,
- Диаметр 2000 мм,
- Длина 4280 мм.
- Высота горловины 1300 мм.
- Материал сталь 09Г2С.

Средний срок службы должен быть не менее 20 лет.

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

Для обеспечения безопасной эксплуатации дренажная емкость оснащается огнепреградителем исполнения ХЛ1 (п.5.6.9 «Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»). Пропускная способность огнепреградителя DN 100мм составляет 100 м³/час.

1.6 Технологические трубопроводы

К проектируемым технологическим трубопроводам на кустовой площадке № 14 относятся трубопроводы:

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

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 бесшовные и горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости диаметром 89х6, 114х6, 159х8.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

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).

Характеристика технологических трубопроводов приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Характеристика технологических трубопроводов

Обозначение	Назначение трубопровода	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Примечание
H19	Трубопровод выкидной от добывающих скважин	89x6 09Г2С	Наружное заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие на основе экструдированного полиэтилена усиленного типа
H1	Трубопровод нефтегазосборный с ИУ	159x8 09Г2С	Наружное заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие на основе экструдированного полиэтилена усиленного типа
Ш1	Трубопровод дыхательный	114x6 09Г2С	Наружное теплоизоляционное/ антикоррозионное покрытие
H52	Трубопровод откачки из дренажной емкости	89x6 09Г2С	Наружное теплоизоляционное/ антикоррозионное покрытие
P1	Трубопровод подачи реагента	22x3	Комплектно с мобильной установкой подачи реагента
Г16	Трубопровод сброса с предохранительного клапана	114x6 09Г2С	Надземная часть - наружное теплоизоляционное/антикоррозионное покрытие, подземная часть - наружное антикоррозионное покрытие
Д1	Трубопровод дренажный	89x6 09Г2С	Надземная часть - наружное теплоизоляционное/антикоррозионное покрытие, подземная часть - наружное антикоррозионное покрытие

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 по программе «СТАРТ» в соответствии с ГОСТ 32388-2013 «Технологические трубопроводы».

Расчетная отбраковочная и критическая толщины стенок определены согласно с ГОСТ 32388 2013.

Исходные данные и результаты расчетов труб и деталей приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные и результаты расчета технологических трубопроводов до 10 МПа на кустовой площадке

Наименование параметров	Ед. изм.	Величина	Величина	Величина	Величина
		(труба /отвод/ тройник)	(труба /отвод/ тройник)	(труба /отвод/ тройник)	(труба /отвод/ тройник)
Наружный диаметр	мм	89	114	89	159

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Расчетное давление	МПа	0,2	0,2	4,0	4,0
Принятая толщина стенки	мм	6	6	8	8
Rип- нормативные сопротивления по пределу прочности	МПа	470	470	470	470
Rуп- нормативные сопротивления по пределу текучести	МПа	265	265	265	265
t -расчетная толщина стенок труб	мм	0,05	0,06	0,97	1,73
t -расчетная толщина стенок отводов	мм	0,06	0,07	1,11	1,99
t -расчетная толщина стенок тройников	мм	0,07	0,09	1,40	2,51
Наименьшая отбраковочная толщина стенки	мм	2	2	2	2,5
Критическая толщина стенки (расчётная)	мм	0,06	0,08	1,15	2,06
Расчетный срок службы (0,15мм/год)	лет	26,7	26,7	53,3	36,7
Принятый срок службы	лет	20,0	20,0	20,0	20,0

Механические свойства основного металла труб и соединительных деталей приведены в таблице 8.

Таблица 8– Механические свойства основного металла труб и соединительных деталей

Марка стали	Времен. сопротивление разрыву, не менее, МПа	Предел текучести, не менее, МПа	Удлинение, не менее, %	Ударная вязкость, не менее, Дж/см ² при минус 60°С.
Класс прочности не менее К48 (трубы и детали трубопроводов)	470	265	21	30 (КСU при минус 60°С) 20 (КСV при минус 60°С)

Расчет назначенного ресурса (Tr) трубопроводов определен в соответствии с приложением Д ГОСТ 32388-2013.

Расчет назначенного срока эксплуатации трубопроводов определен по формуле:

$$T_r = \frac{S - C_1 - S_R}{V_c}$$

Где S – номинальная (принятая) толщина стенки, C₁ - прибавка для компенсации минусового допуска и утонения стенки при технологических операциях, S_R – расчетная толщина стенки, V_c – скорость коррозии среды.

Отбраковочная толщина стенки труб и деталей равна 2 мм для труб диаметром ≤ 114 мм; 2,5 мм для труб диаметром ≤ 219 мм.

Расчет срока эксплуатации трубопроводов выполнен при скорости коррозии не более 0,15 мм в год – для нефтегазопроводов, средне агрессивная среда согласно РД 39-0147103-362-86. Степень агрессивности воздействия нефтепромысловых водных сред на трубопроводы и оборудование в зависимости от вида и концентрации агрессивных компонентов принимается согласно п.2.8 РД 39-0147103-362-86: воды подземных горизонтов (пластовая вода) значение рН 6-8, минерализация – любая, СВБ бактерии, сероводород, углекислый газ, кислород в составе вод отсутствуют, взвешенные частицы до 100 мг/л т.е. средне

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

агрессивная среда со скоростью коррозии 0,1-0,5 мм/год согласно п.2.6 РД 39-0147103-362-86.

Принятая в проектной документации толщина стенок труб обеспечивает прибавку на коррозию, достаточную для расчетного срока службы нефтегазопроводов на кустовой площадке не менее 10 лет.

1.8 Монтаж и испытания

Монтаж и испытания оборудования и трубопроводов выполнить в соответствии п.11,13 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», указаниями паспортов и инструкций поставщика оборудования.

Промывку и продувку трубопроводов выполнить в соответствии с п.13.4 ГОСТ 32569-2013. Промывку выполнить водой, продувку воздухом. Промывка водой должна осуществляться со скоростью 1 - 1,5 м/сек. После промывки трубопровод должен полностью опорожняться и продуваться воздухом под давлением равным расчетному, но не более 4,0МПа продолжительностью не менее 10 мин. Во время промывки (продувки) снять регулируемую арматуру и установить катушку.

Величина испытательного давления приведена в таблице 9.

Испытание трубопроводов на прочность и на плотность выполнить гидравлическим способом.

Значение величины пробного давления на прочность при гидравлическом способе испытания для каждого участка трубопровода устанавливается согласно п.13.2.1 ГОСТ 32569-2013, выбирается больше из двух значений. Значение величины пробного давления на прочность в проекте принимается равной **1,43P_{рас}**.

Значение величины пробного давления на прочность при гидравлическом способе испытания для каждого участка трубопровода установлено в зависимости от расчетного давления и допускаемого напряжения материала трубопровода. При этом принят коэффициент, равным 1 (отношение допускаемого напряжения для материала трубопроводов при 20°С и допускаемого напряжения для материала трубопроводов при максимальной положительной расчетной температуре), для трубопроводов с расчетной температурой до 200°С.

Согласно п.13.2.6 ГОСТ 32569-2013 давление в трубопроводе при испытании должно увеличиваться до значения около 50 % от установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизительно по 10 % от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система должна поддерживаться при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Во время этого осмотра на трубопроводе должны отсутствовать следы пластической деформации.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист
							19

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

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

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.

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 9 – 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	
Н1	Трубопровод нефтегазосборный от ИУ	нефть	4,0	5-40	Ба I	5,72	4,0	4,0	100*
Н19	Трубопровод выкидной от добывающих скважин	нефть	4,0	5-40	Ба I	5,72	4,0	4,0	100*
Ш1	Трубопровод дыхательный	газ	0,07	-45÷40	Ба II	-	-	-	10
Н52	Трубопровод откачки из дренажной емкости	нефть	0,07	-45÷40	Бб III	0,2	0,1	0,1	2
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	Бб III	0,2	0,1	0,1	2
Р1	Трубопровод подачи реагента	Реагент	10	60	Аб I	Испытания произвести согласно технологической документации к оборудованию			
- согласно техническим условиям заказчика все сварные стыки нефтегазопроводов подлежат контролю 100% радиографическим методом. Встречный контроль независимым техническим надзором в объеме не менее 5%									

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».

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист
							20

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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 12.

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

1.10 Обогрев трубопроводов

Проектом не предусматривается.

1.11 Защита трубопроводов от коррозии

Согласно п.364 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" 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 0,2 мм/год).

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

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

Транспортирующая среда является среднеагрессивной средой согласно РД 39-0147103-362-86 со скоростью коррозии менее 0,5 мм/год.

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

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

Измерительная установка принята в проекте с антипарафиновым и антикоррозионным покрытием внутренних поверхностей трубопроводов и измерительной емкости. Подземная дренажная емкость с внутренним антикоррозийным 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 затрубное пространство при помощи АДПМ, периодическая подача реагентов в скважины передвижными установками дозирования химреагента.

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

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

Покрытие фасонных деталей принято:

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

Для подземных участков трубопроводов Г16, Д1 и защитных футляров - 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 трёхслойным полиэтиленовым покрытием предусмотрены термоусаживающиеся манжеты.

Манжета представляет собой изоляционный материал, состоящий из радиационно-модифицированной полиэтиленовой пленки-основы, совмещенной с термоплавкимадгезивом, наносящийся 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.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист 22

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

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

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

Для защиты сварного стыка трубопровода с внутренней заводской изоляцией от внутренней коррозии предусмотрено использование изолирующих втулок. Монтаж втулок внутренней защиты сварных швов соединений труб производить согласно ТУ 1390-001-09308923-2012 приложение В.

В качестве антикоррозионной и тепловой изоляции проектом предусмотрено покрытие надземных участков трубопроводов и арматуры полимерным покрытием.

При переходе от надземной прокладки трубопроводов к подземной теплоизоляционное/антикоррозионное 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.

Наружную поверхность подземных емкостей 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 толщинометры, 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.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист 23

Согласно п.364 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" в теплоизоляции трубопроводов предусмотрено закрывающееся окно, позволяющие проводить дефектоскопию, не менее в трех местах на участке трубопровода.

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 теплопотерь и предохранения надземных трубопроводов от замерзания проектом предусмотрена прокладка проектируемых трубопроводов в тепловой изоляции без теплообогрева.

В качестве тепловой изоляции проектом предусмотрено покрытие надземных участков трубопроводов без наружного заводского антикоррозионного покрытия и арматуры полимерным покрытием. Полимерное покрытие также выполняет функции наружного антикоррозионного покрытия.

Изолируемая поверхность должна быть очищена от ржавчины, окалины, загрязнений механизированным способом либо вручную металлическими щетками и обеспылена.

Для улучшения адгезии и увеличения срока службы готового покрытия перед нанесением теплоизоляционного покрытия металлические поверхности рекомендуется грунтовать.

При покрытии «холодных» металлических поверхностей (не ниже +5°C) рекомендуется использовать качественную акриловую грунтовку по металлу.

Покрытие наносится послойно толщиной 0,4 мм.

Толщина теплоизоляционного покрытия составляет:

- трубы диаметром до 100 мм включительно 1,2 мм (3 слоя),
- трубы диаметром 150 мм включительно 1,6 мм (4 слоя).

Работы по нанесению покрытия рекомендуется проводить при температуре изолируемой поверхности в пределах от плюс 5 °С до плюс 120 °С.

Работы по нанесению полимерного покрытия выполнить в соответствии с рекомендациями по применению завода-изготовителя покрытия после испытания трубопроводов на прочность и герметичность, устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист
							24

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.

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, 150 мм.

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

Согласно п.5.5.7 «Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» фланцевые соединения размещаются в местах, открытых и доступных для визуального наблюдения, обслуживания, разборки, ремонта и монтажа.

Материал фланцев, конструкция уплотнения принимаются по соответствующим нормам и стандартам с учетом условий эксплуатации. Материал фланцев, уплотнений выбирается в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата

Согласно п.5.5.10 «Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» на междублочных трубопроводах горючих и взрывоопасных сред устанавливается запорная арматура с ручным управлением (в проекте технологические блоки имеют $Q_v \leq 10$), предназначенная для аварийного отключения каждого отдельного технологического блока. Арматура устанавливается в местах, удобных для обслуживания и ремонта, а также визуального контроля за ее состоянием. Арматура с ручным приводом на трубопроводах, устанавливается с учетом обеспечения минимального времени приведения ее в действие (не более 300 сек.).

Таблица 10 - Техническая характеристика применяемой арматуры

Наименование арматуры	Тип, марка	Техническая характеристика
Задвижки клиновые со сплошным клином с выдвижным шпинделем, с электроприводом АУМА, фланцевые, с ответными фланцами с прокладками и крепёжными изделиями (шпильки, гайки), климатического исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15150-69, с герметичностью затвора класса "А" по ГОСТ 9544-2015.	ЗКЛП	DN 150 PN40 (4,0 МПа) тип 30лс915нж1
Задвижки клиновые со сплошным клином с выдвижным шпинделем, фланцевые, с ответными фланцами с прокладками и крепёжными изделиями (шпильки, гайки), климатического исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15150-69, с герметичностью затвора класса "А" по ГОСТ 9544-2015.	ЗКЛ2	DN80, PN16 (1,6 МПа) DN50, 80 PN40 (4,0 МПа) тип 30лс15нж1
Клапан обратный поворотный фланцевый в комплекте с ответными фланцами прокладками и крепежными изделиями. климатического исполнения ХЛ1, по ГОСТ 15150-69. Класс герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015.	КОП	DN80, PN40 (4,0 МПа) тип 19лс53нж
Клапан запорный фланцевый в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями. Класс герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015	ККЗ	DN 15, PN100 (10,0 МПа) 15лс57нж ХЛ
Клапан обратный в комплекте с ответными фланцами прокладками и крепежными изделиями. Класс герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015	ККО	DN15, PN100 (10,0 МПа) 16лс48нж ХЛ
Предохранитель огневой (в комплекте с ответными фланцами, крепежом и прокладками)	ОП-100ААН	DN100

1.14 Контроль качества и операционный контроль

При производстве строительного-монтажных работ должен осуществляться производителями работ строительных и специализированных организаций операционный контроль их качества (по всем технологическим процессам).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	Подок	Подп.	Дата

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 ООО «Пурнефть» 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 работ должны быть одинаковыми. Технологически необходимый разрыв междуземлеройный и изоляционно-укладочной колонной должен быть не более 6 часов.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист
							27

2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Поступление продукции скважин

Таблица 11 - Исходные данные по добыче

Наименование площадки	Добыча	
	Жидкость	Нефть
Куст скважин № 14	500 м ³ /сут	250 м ³ /сут
	20,83 м ³ /ч	10,42 м ³ /ч

Электроснабжение

Проектируемыми потребителями электроэнергии на кустовой площадке № 14 являются:

- электродвигатели погружных насосов добывающих скважин;
- электроприемники установки измерительной;
- электроприемники блока автоматики;
- блок КТПН (собственные нужды);
- наружное электроосвещение.
- электрообогрев обратных клапанов на фонтанной арматуре добывающих скважин.

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:

- блока измерительной установки ИУ;
- блока автоматики;
- обратных клапанов на фонтанной арматуре добывающих скважин,
- блока КТПН-1000кВА.

Источником теплоснабжения блоков является электроэнергия.

Напряжение 380/220 В. Частота 50 Гц.

Водоснабжение

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

На площадке куста скважин № 14 проектируемый трубопровод системы ППД является источником противопожарного водоснабжения.

Хозяйственно-питьевое водоснабжение на территории куста скважин № 14 Крещенского месторождения нефти отсутствует.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата

3 Описание источников поступления сырья и материалов

Поступление продукции скважины

Продукция скважин с кустовой площадки № 14 поступает на ДНС Крещенского месторождения по однотрубной схеме сбора и транспорта жидкости для дальнейшей подготовки.

Электроснабжение

Источниками электроснабжения куста скважин № 14 Крещенского месторождения являются:

ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 14.

Теплоснабжение

Источником теплоснабжения электрических обогревателей блоков на кустовой площадке № 14 является электроэнергия.

Водоснабжение

Источник воды для питьевых и хозяйственно бытовых нужд – привозная бутилированная вода.

На площадке куста скважин предусматривается наружное противопожарное водоснабжение – искусственный водоем и проектируемая система ППД (статья 99 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).

В качестве источника противопожарного водоснабжения используется вода из искусственного водоема и из системы ППД, согласно п.7.3.4 СП 231.1311500.2015. Первоначально пока не введут в эксплуатацию 2 водозаборные скважины вода для нужд пожаротушения будет храниться в искусственном водоеме.

Согласно п.1 ст. 99 № 123-ФЗ на кустовой площадке предусмотрен наружный противопожарный водопровод, с учетом продолжительности тушения пожара.

Согласовано

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Функциональное назначение объекта «Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций»: добыча, сбор и транспорт нефти.

Физико-химические характеристики нефти даны в таблице 12.

Таблица 12 - Физико-химические характеристики нефти (средние значения)

Наименование параметра	Среднее значение
Плотность при 20°C, кг/м ³	822
Вязкость, мм ² /с	
при 20°C	4,39
при 50°C	3,22
Массовое содержание, %	
серы	0,28
смола силикагелевых	3,4
асфальтенов	0,15
парафинов	4,81
Температура начала кипения, °C	58

Состав нефтяного газа представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Компонентный состав попутного газа

Наименование компонента	Содержание %
CO ₂	0,9
N ₂	0,5
CH ₄	64,5
C ₂ H ₆	14,3
C ₃ H ₈	14,0
C ₄ H ₁₀	4,7
C ₅ H ₁₂	0,9
C ₆	0,18
Плотность, кг/м ³	1,07

Характеристика опасных веществ, обращающихся на проектируемых объектах

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

Характеристика обрабатываемых в технологическом процессе веществ по характеру воздействия на организм человека представлена в таблице 14.

Таблица 14- Характеристика обрабатываемых в технологическом процессе

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ВЕЩЕСТВ

Среда	Характеристика веществ	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76*	Характер токсичности (воздействие на организм человека)
Нефть	ЛВЖ	3	Наркотическое действие
Угледородный газ	ГГ	4	Наркотическое действие
Реагент	ГЖ	4	Оказывает выраженное раздражающее действие на кожный покров и слизистую оболочку глаз.

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^3 .

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

Запах – специфический.

Коррозионная активность – скорость коррозии конструкционных сталей не превышает $0,1 \text{ мм/год}$.

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 $1,4 \text{ кВт/м}^2$, 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 – $C_nH(2n+2)$.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Состав – многокомпонентная смесь углеводородов метанового ряда от C₁ до C₁₀.
Температура кипения – минус 190° С.

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

Токсическая опасность – 4 класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88*, ПДК газа в воздухе рабочей зоны не более 300 мг/м³.

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 газоздушного 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.

5 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		
Изм. № подл.	Взам. Инв. №	
	Подп. и дата	

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

6 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

7 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 легко сбрасываемыми конструкциями являются оконные проемы или конструкции покрытий из стальных листов площадью не менее 0,05 м² на 1 м³ объема помещения категории А с толщиной остекления 3мм площадью не менее 0,8м² (п. 6.2.6 СП 4.13130.2013).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист
							34

В блоках категории А объемом до 500 м³ 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. 4.29 ВНТП 3-85).

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 блоке ИУ при пожаре. В блоке ИУ предусмотрено включение вентиляторов при 10% НКПВ, а также предусматривается отключение технологического оборудования блоков при 40% НКПВ.

Выполнены основные решения по предотвращению аварий связанных с разгерметизацией и выбросами опасных веществ на оборудовании: защита подземных емкостей от переполнения (перелива) (п. 4.7 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 марта 2013 г. №96), 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 Федеральных норм и правил «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» (Приказ от 25 марта 2014 г. №116).

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 всех технологических площадках, где возможно образование взрывоопасных смесей, предусмотрен контроль загазованности со световой и звуковой аварийной сигнализацией.

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

Изм.	Кол.вч	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.

Решения по одновременному ведению работ по бурению, освоению, 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 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. 330-332 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности").

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

- 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 10 м от устья бурящейся скважины).
- 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

- 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 ООО «Пурнефть». 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;

-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:

- передвижки вышечно-лебедочного блока, другого оборудования на новую позицию или скважину;
- демонтаж буровой установки;
- перфорацию, освоение скважин;
- обвязку и подключение скважин к действующим системам сбора продукции и поддержания пластового давления;

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

- монтаж передвижных агрегатов для освоения и ремонта скважин;
- электрогазосварку;
- 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» (ПМЛЛА).

- 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 (утверждены Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 "О противопожарном режиме"), в частности разделом XVI "Пожароопасные работы".

- 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 от 29 января 2007 года № 37 «О порядке подготовки и аттестации работников организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору».

- 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).

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

- 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		

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

Изм.	Кол.ч	Лист	№ док	Подп.	Дата

8 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 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 машины и (или) оборудование, выпускаемое в обращение на единой таможенной территории Таможенного союза, подлежат обязательной сертификации или декларирования соответствия:

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

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. 90, 380 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», статья 4, приложение 1 к Техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»).

Согласно классификации взрывоопасных зон, площадка куста скважин

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата

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

9 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 в составе проекта «Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций» являются работники, входящие в штат ООО «Пурнефть».

Численность ИТР – 4чел., рабочих 26 человек. Работающих в одну смену 13 человек.

Режим работы проектируемых объектов соответствует существующему режиму работы объектов Крещенского месторождения. Режим работы двухсменный. Продолжительность смены 11 часов. Доставка персонала на промысел - автотранспорт предприятия.

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

Руководители, ИТР - пятидневная рабочая неделя с двумя выходными днями (суббота, воскресенье).

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.

Обслуживающий персонал размещается в общежитии жилого городка в районе ДНС-2 Крещенского месторождения.

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

Персонал, обеспечивающий техническое обслуживание проектируемого куста скважин входит в состав существующих служб. Дополнительного увеличения штатов не требуется.

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 АБК Крещенского месторождения.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист 42

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 12.0.004-15.

Организация и условия труда работников

Организация условий и охраны труда рабочих и служащих должны соответствовать «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Приказ №101 от 12.03.2013г.

В проекте предусмотрены необходимые мероприятия по промышленной санитарии.

Санитарно-бытовое обслуживание бригады по обслуживанию и ремонту объектов кустовой площадки предусматривается в общежитиях существующего жилого городка в районе ДНС-2 Крещенского месторождения. Персонал до площадки строительства доставляется вахтовым автобусом ежедневно.

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 спасательный пояс 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 рукавицами.

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 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 15.

Таблица 15 - Группа производственного процесса по специальностям

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ

ПО КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

Наименование специальности	Группа производственного процесса
Оператор по добыче нефти и газа	1в,2г
Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки	1в,2г
Слесарь КИПиА	1а,2г
Электрик	1а,2г

Общие санитарно-гигиенические требования к показателям микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». Микроклимат характеризуется температурой воздуха, его влажностью и скоростью движения.

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

- наружная установка;
- блок измерительной установки;
- 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 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

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.ч	Лист	№ док	Подп.	Дата

34-2020- ИОС7.1.ТЧ

Лист

44

одежда.

Так же согласно п. 4.11. Санитарных правил для нефтяной промышленности (утв. Главным государственным санитарным врачом СССР 15 октября 1986 г, №4156-86, с изменениями от 30.03.2007г.) 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;

- 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.

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:

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

- 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.

Измерение и гигиеническая оценка инфразвука, а также профилактические мероприятия должны проводиться в соответствии с руководством 2.2.4/2.1.8-95 «Гигиеническая оценка физических факторов производственной и окружающей среды».

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 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 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,
- 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 мк³в/ч, при регламентируемом параметре 0,2 мк³в/ч (НРБ-99/2009).

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

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист 46

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

Температура воздуха в блоках не ниже плюс 5 °С. 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист
							47

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» и Постановления Минтруда РФ от 31.03.2003 г. № 13 «Об утверждении норм и условий бесплатной выдачи молока и других равноценных пищевых продуктов работникам, занятым на работах с вредными условиями труда». 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.

Согласно Приложению № 3 к Приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 16 августа 2004 г. № 83 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 заболеваний, препятствующих продолжению работы с вредными, опасными веществами и производственными факторами, а также предупреждение несчастных случаев. Периодичность осмотра 1 раз в год. При этом их будут осматривать следующие врачи: терапевт, хирург, невропатолог, отоларинголог, дерматовенеролог, офтальмолог. Предварительные и периодические медицинские осмотры работников проводятся лечебно-профилактическими учреждениями (организациями) с любой формой собственности, имеющими соответствующую лицензию и сертификат.

Освещение

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист
							48

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;
- IV группа – маршевые лестницы, коридоры, проходы, переходы и т.п.

Заводами-изготовителями блочного оборудования предусмотрены, в соответствии с нормативными документами (СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» и ВСН 34-91 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности»), следующие виды освещения:

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

В качестве аварийного освещения технологических блоков используется одна из групп рабочего освещения. Тип осветительной арматуры, аппараты управления и электрические проводки соответствуют средам, в которых они эксплуатируются.

Для освещения блок-боксов заводской схемой предусмотрено рабочее и аварийное эвакуационное освещение.

Нормируемая освещенность в блоках согласно СП 52.13330.2011 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 и предусматриваются со встроенными аккумуляторами.

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

Проектом предусмотрен рабочий режим наружного прожекторного освещения территории в соответствии со СП 52.13330.2011 п.7.15, п.7.16, прожекторами «Факел», установленными на прожекторной мачте.

Нормируемая освещенность рабочих поверхностей, согласно таблице 7 СП 52.13330.2011 составляет 2 лк, проезжей части, согласно таблице 8, - 1 лк.

Радиационное обследование

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

Опасные и вредные производственные факторы

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист 49

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;
- 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.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 16 – Критерии и классификация условий труда работников
кустовой площадки

Факторы		Оператор по добыче нефти и газа	Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки	Слесарь КИПиА	Электрик
Химический		2	-	2	2
Биологический		2	-	2	-
Аэрозоли ПФД		2	2	2	2
Акустические	Шум	2	2	2	2
	Инфразвук	2	-	2	-
	Ультразвук воздушный	2	-	2	-
Вибрация общая		2	2	2	2
Вибрация локальная		2	2	2	2
Ультразвук контактный		2	-	2	-
Неионизирующие излучения		1	2	1	2
Ионизирующие излучения		2	-	2	-
Микроклимат		2	2	2	2
Освещение		2	2	2	2
Тяжесть труда		2	2	2	1
Напряженность труда		2	2	2	2
Общая оценка условий труда		2	2	2	2

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

Медицинские осмотры

Согласно Приложению № 3 к Приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 16 августа 2004 г. № 83 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 заболеваний, препятствующих продолжению работы с вредными, опасными веществами и производственными факторами, а также предупреждение несчастных случаев. Периодичность осмотра 1 раз в год. При этом их будут осматривать следующие врачи: терапевт, хирург, невропатолог, отоларинголог, дерматовенеролог, офтальмолог. Предварительные и периодические медицинские

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

осмотры работников проводятся лечебно-профилактическими учреждениями (организациями) с любой формой собственности, имеющими соответствующую лицензию и сертификат.

Обеспечение специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты

В соответствии со статьей 15 Федерального закона «Об основах охраны труда в РФ» 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» и Постановления Минтруда РФ от 31.03.2003 г. № 13 «Об утверждении норм и условий бесплатной выдачи молока и других равноценных пищевых продуктов работникам, занятым на работах с вредными условиями труда». 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.

Перечень применяемых средств индивидуальной защиты и специальной одежды работников приведен в таблице 17 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».

Согласовано

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Таблица 17 - 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 Комбинезон для защиты от токсичных веществ из нетканых материалов Костюм из смесовых тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий или Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой или из огнестойкой ткани на основе полиарамидных волокон Костюм противоэнцефалитный Футболка Головной убор Ботинки кожаные с жестким подноском Сапоги кожаные с жестким подноском Сапоги резиновые с жестким подноском или Сапоги резиновые болотные с жестким подноском Наручники из полимерных материалов Перчатки с полимерным покрытием Перчатки резиновые или из полимерных материалов Каска защитная Подшлемник под каску (с однослойным или трехслойным утеплителем) Очки защитные открытые Полумаска с противогазовыми фильтрами На наружных работах зимой дополнительно: Костюм из смесовых тканей на утепляющей прокладке или Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой или из огнестойкой ткани на основе полиарамидных волокон на утепляющей прокладке Белье нательное утепленное Жилет утепленный Жилет меховой в IV и особых поясах Ботинки, утепленные с жестким подноском или Сапоги, утепленные с жестким подноском Валенки Галоши на валенки Шапка-ушанка Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие Перчатки шерстяные	1 на 2 года до износа 2 на 2 года 2 на 2 года 1 4 на 2 года 1 1 пара 1 пара 1 пара 1 пара 1 пара 4 пары 6 пар 6 пар 1 на 2 года 2 на 2 года до износа до износа по поясам по поясам 2 комплекта 1 1 на 4 года по поясам по поясам по поясам 1 пара 1 на 3 года 6 пар 6 пар

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Продолжение таблицы 17

1	2	3
<p>Оператор по поддержанию пластового давления</p>	<p>Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием Костюм из смесовых тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий Костюм противоэнцефалитный Футболка Головной убор Ботинки кожаные с жестким подноском или Сапоги кожаные с жестким подноском Сапоги резиновые с жестким подноском или Сапоги резиновые болотные с жестким подноском Нарукавники из полимерных материалов Перчатки с полимерным покрытием Перчатки резиновые или из полимерных материалов Каска защитная Подшлемник под каску (с однослойным или трехслойным утеплителем) Очки защитные открытые На наружных работах зимой дополнительно: Костюм из смесовых тканей на утепляющей прокладке Белье нательное утепленное Жилет утепленный Жилет меховой в IV и особых поясах Ботинки, утепленные с жестким подноском или Сапоги, утепленные с жестким подноском Валенки Галоши на валенки Шапка-ушанка Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие Перчатки шерстяные Рукавицы меховые в IV и особом поясах</p>	<p>1 на 2 года 2 на 2 года 1 4 на 2 года 1 1 пара 1 пара 1 пара 1 пара 1 пара 6 пар 6 пар 6 пар 1 на 2 года 2 на 2 года до износа по поясам 2 комплекта 1 1 на 4 года по поясам по поясам по поясам 1 пара 1 на 3 года 6 пар 6 пар 1 пара на 2 года</p>

Согласовано

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 17

1	2	3
Слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике (КИПиА)	Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием	1 на 2 года
	Костюм из смесовых тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий	2 на 2 года
	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	1 пара
	Перчатки с полимерным покрытием	1 пара
	Перчатки резиновые или из полимерных материалов	6 пар
	Перчатки резиновые из полимерных материалов	12 пар
	Каска защитная	1 на 2 года
	Подшлемник под каску (с однослойным или трехслойным утеплителем)	2 на 2 года
	Наушники противозумные	До износа
	Очки защитные открытые На наружных работах зимой дополнительно:	До износа
	Костюм из смесовых тканей 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, утепленные с жестким подноском или	По поясам	
Сапоги, утепленные с жестким подноском	По поясам	
Валенки	По поясам	
Галоши на валенки	1 пара	
Шапка-ушанка	1 на 3 года	
Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие	3 пары	
Перчатки шерстяные	3 пары	
Рукавицы меховые в IV и особом поясах	1 пара на 2 года	

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 17

1	2	3
Электрик	Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием Костюм из смесовых тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий Костюм противэнцефалитный Футболка Головной убор Ботинки кожаные с жестким подноском или Сапоги кожаные с жестким подноском Сапоги резиновые с жестким подноском Перчатки с полимерным покрытием Перчатки трикотажные с точечным покрытием Перчатки диэлектрические Галоши диэлектрические Каска защитная Подшлемник под каску (с однослойным или трехслойным утеплителем) Очки защитные открытые Пояс предохранительный Электромонтерам всех наименований дополнительно: Костюм для защиты от воздействия электрической дуги из огнестойких тканей на основе полиарамидных волокон На наружных работах зимой дополнительно: Костюм из смесовых тканей на утепляющей прокладке Белье нательное утепленное Жилет утепленный Ботинки, утепленные с жестким подноском или Сапоги, утепленные с жестким подноском Валенки Галоши на валенки Шапка-ушанка Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие Перчатки шерстяные Рукавицы меховые в IV и особом поясах Электромонтерам всех наименований дополнительно: Костюм для защиты от воздействия электрической дуги из огнестойких тканей на основе полиарамидных волокон на утепляющей прокладке	1 на 2 года 2 на 2 года 1 4 на 2 года 1 1 пара 1 пара 1 пара 6 пар 12 пар Дежурные Дежурные 1 на 2 года 2 на 2 года до износа До износа До износа 1 на 2 года По поясам 2 комплекта 1 По поясам По поясам По поясам 1 пара 1 на 3 года 6 пар 6 пар 1 пара на 2 года По поясам

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

Для безопасной эксплуатации скважин необходимо соблюдать требования «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Конструкция скважины, колонной головки, фонтанной арматуры, внутрискважинного и наземного оборудования, схемы монтажа обеспечивают оптимальные и безопасные режимы работы скважины, герметизацию трубного, затрубного 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.

В проекте предусмотрены необходимые мероприятия по промышленной санитарии.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ

Начальники служб и подразделений в пределах вверенных им участков 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 Крещенского 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:

- 1.Строгое соблюдение режима эксплуатации оборудования в соответствии с инструкциями на эксплуатацию.
- 2.Контроль за состоянием воздушной среды на территории взрывоопасных наружных установок и помещениях.
- 3.Своевременное реагирование на сигналы средств контроля и принятие мер по ликвидации загазованности.

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

4.Контроль состояния оборудования, арматуры и трубопроводов.

5.Строгое соблюдение правил проведения огневых работ при ремонте оборудования.

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 12.0.004-15.

Производственный персонал, обслуживающий оборудование, должен быть оснащен средствами индивидуальной защиты и должен пройти соответствующий инструктаж.

Во всех службах, занимающихся эксплуатацией и ремонтом сооружений технологических трубопроводов, руководство работой по охране труда возлагаются на руководителей этих подразделений. За нарушение требований охраны труда, невыполнение обязательств по охране труда виновные лица несут дисциплинарную, административную, уголовную и материальную ответственность. Начальники подразделений, а также служба охраны труда объединения должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы, а также контролировать выполнение правил и инструкций по охране труда.

Периодическая проверка знаний рабочих проводится ежегодно. Работники должны пройти вводный инструктаж при поступлении на работу, а также первичные и периодические инструктажи на рабочем месте. Руководители предприятия не реже 1 раза в квартал осуществляют выборочную проверку состояний условий труда.

При производстве сварочных работ все лица, находящиеся на площадке, обязаны носить защитные каски и защитные очки. Рабочие без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты (рукавиц, предохранительных поясов, защитных очков) к выполнению работ не допускаются. К средствам защиты относятся мази от отморожения и средства защиты от комаров. Средства индивидуальной защиты должны иметь инструкцию с указанием назначения, срока службы, правил его эксплуатации и хранения.

Перечень применяемых средств индивидуальной защиты и специальной одежды работников приведен в соответствии с приказом №443 от 6 июля 2005 года

Министерства здравоохранения и социальной защиты Российской Федерации «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

11 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процесс

Проектом предусмотрена автоматизация комплексная кустовой площадки №14 обеспечивающая централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Автоматизация комплексная куста скважин выполнена на основании:

Типового технического задания на проектирование системы АСУТП на кустовую площадку»

При выполнении проектной документации использовались нормативные документы:

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".
- ВНТП 3-85 "Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений";
- И 1.01-10 "Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон";
- ПУЭ "Правила устройства электроустановок";
- РД 39-0137095-001-86 "Автоматизация и телемеханизация нефтедобывающих производств. Объекты и объёмы автоматизации".
- 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.

Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов, охватываемых АСУ ТП входят:

- замерная установка ИУ;
- скважины с насосами ЭЦН.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист 60

Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций» с использованием станции телемеханики со встроенным мастер-контроллером. Вывод информации осуществляется в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, который установлен в операторной Крещенского месторождения ООО «Пурнефть», с использованием системы телемеханики.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением абонентского устройства, установленного в шкафу станции телемеханики блока автоматики.

Принятая степень автоматизации обусловлена рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

В соответствии с принятой концепцией создания системы управления с применением микропроцессорной техники, проектируемая АСУ ТП строится по двухуровневому иерархическому принципу.

Нижний уровень - это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами (куст скважин).

Нижний уровень включает в себя элементы местной автоматики и локальные системы контроля и управления технологическими объектами на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров.

Для связи с системой ТМ предусмотрена станция телемеханики со встроенным мастер-контроллером.

Станция телемеханики размещена в блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

- сбор и первичную обработку технологических данных;
- обмен информацией с верхним уровнем управления;
- управление технологическими объектами на основе собранной информации и команд, поступающих с верхнего уровня управления или от оператора-технолога.

На верхний уровень с объектов кустовой площадки передается необходимая информация о значениях технологических параметров и состояния оборудования в ИУ, СУ УЭЦН.

На верхний уровень – это АРМ оператора ТМ, установленный в операторной Крещенского месторождения ООО «Пурнефть»

Функции АСУ ТП

В соответствии с принятой архитектурой функции, реализуемые АСУ ТП, распределяются по уровням следующим образом:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист
							61

Нижний уровень:

- сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- управление технологическим процессом на основе собранной технологической информации и команд, поступивших с верхнего уровня управления;
- обмен информацией (прием и передача) с верхним уровнем управления;
- автотестирование элементов местной автоматики, контроллера.

Верхний уровень:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации;
- формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации,
- реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;
- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

Оснащение проектируемых объектов, охватываемых АСУ ТП, датчиками, измерительными преобразователями, станциями управления, исполнительными механизмами и другой аппаратурой предусматривается в объеме, позволяющем осуществить следующие основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами:

- 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 отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);
- контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата

Объёмы автоматизации и АСУ ТП.

Станция управления нефтяной скважиной.

Для станции управления нефтяной скважиной предусмотрено:

- телемеханический контроль состояния насоса «работает/не работает» - дискретный сигнал типа «сухой контакт»;
- передача данных с контроллеров станций управления СУ ЭЦН в систему телемеханики по интерфейсу RS-485 (Modbus RTU);
- отключение СУ ЭЦН при превышении давления нагнетания выше допустимого значения.

В составе СУ предусмотрен счетчик электроэнергии, данные со счетчика включены в таблицу протокола передачи данных параметров ЭЦН

Замерная установка «ИУ»

Замерная установка «ИУ» является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В состав автоматизированной замерной установки входит:

- блок технологический (БТ);
- блок автоматики (БА).

В состав блока автоматики входит станция телемеханики со встроенным мастер-контроллером и силовой частью.

Станция телемеханики включает в себя:

- микроконтроллер;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- разъемы интерфейсные.

Станция управления ИУ обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов, передаваемых по интерфейсу RS-485 (Modbus RTU):

1. Поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;
2. Автоматическое и ручное управление процессом измерения;
3. Вычисление и отображение на дисплее контроллера управлением установкой (далее - КУ), архивирование в энергонезависимой памяти (далее - ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее - ИИ):

- текущие показания датчиков;
- расчеты массового и объемного расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;
- расчеты массового и объемного расхода газа по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист
							63

- исходные первичные данные (константы) для расчётов замера (параметры установки, параметры скважин).

4. Автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДП по запросу оператора (в соответствии с согласованным протоколом обмена) следующей сигнальной информации (далее-СИ):

- выход рабочего давления установки за предельные значения;
- загазованность 10% в БТ;
- предельная загазованность 40% в БТ;
- неисправность сигнализатора загазованности;
- пожар в БТ и БА;
- отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
- низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
- отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
- выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
- выход расхода газа за пределы диапазона измерений;
- выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
- выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.

5. Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:

- несанкционированный доступ в блок (БА или БТ);
- положение ПСМ;
- номер скважины на замере;
- текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ;
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА;
- синхронизация времени в контроллере ИУ с ПО «верхнего» уровня»;
- синхронизация времени в панели отображения ИУ с ПО «верхнего» уровня».
- светозвуковая сигнализация у входа о повышенном уровне загазованности в технологическом блоке, включение вентиляции технологического блока при 10% НКПВ, отключение технологического оборудования расположенного в помещении блока при 40% НКПВ, местное управление вентилятором (у входа в помещение технологического блока) и сигнализация о состоянии вентилятора;
- Контролируемым веществом является метан с плотностью по воздуху 0,5543, в соответствии с ТУ-газ-86 и ВСН64-86 для контроля концентрации газов с плотностью по воздуху менее 1 датчики загазованности устанавливаются над источником выделения (в районе фланцевых соединений и арматуры);

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- автоматическое отключение всех электроприемников технологического блока и автоматическое отключение всех электроприемников с выдержкой времени блока автоматики при возникновении пожара в этих блоках;

Система контроля давления на устье добывающих скважин.

Для добывающих скважин предусмотрено:

- местный контроль буферного и затрубного давлений.

На площадке добывающих скважин предусмотрен контроль загазованности с помощью переносного сигнализатора загазованности.

Емкость дренажная ЕД-1.

Для емкости дренажной проектом предусмотрен местный контроль уровня.

На площадке ёмкости дренажной предусмотрен контроль загазованности с помощью переносного сигнализатора загазованности.

Трубопровод нефтесборный с ИУ.

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

Технологическая схема и схема автоматизации представлена на листе №1 902-ИОС7.1.ГЧ.ТХ

Структура АСУ ТП куста скважин № 14 представлена на листе №1 902-ИОС7.1.ГЧ.АК,

Расположение оборудования в блоке автоматики куста скважин №14 представлено на листе №2 902-ИОС7.1.ГЧ.АК.

Приборы и средства автоматизации

Проектом предусмотрено максимальное использование блочного автоматизированного оборудования заводской поставки. Автоматика этих блоков выполнена с применением электрических приборов и средств автоматизации, поставляемых комплектно с блоками.

Все приборы и средства автоматизации должны иметь сертификаты соответствия и разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение.

Все средства измерения должны иметь Сертификаты об утверждении типа средства измерения, внесены в государственный реестр средств измерения, иметь разрешение на применение во взрывоопасных зонах, согласно ПУЭ.

Все применяемые в проекте датчики, преобразователи, исполнительные механизмы, приняты только электрическими, применяемые датчики и измерительные преобразователи имеют унифицированные выходные сигналы с одним из следующих параметров:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист
							65

1. аналоговые (токовые 4-20 мА) для контроля и регулирования режимных технологических параметров;
2. частотно-импульсные сигналы для контроля учетных технологических параметров;
3. дискретные типа «сухой контакт», для сигнализации предельных значений технологических параметров.

На наружных установках в зонах класса В-1г и в помещениях класса В- 1а электрические датчики и сигнализаторы имеют взрывозащищенное исполнение или искробезопасные цепи.

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).

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.

Применяемые приборы и средства автоматизации соответствуют требованиям экологической безопасности и не оказывают вредного воздействия на окружающую природную среду.

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.

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

- для дистанционного измерения и сигнализации давления предусмотрен малогабаритный датчик давления с индикацией взрывозащищенного исполнения;
- для местного контроля уровня в емкости дренажной применен индикатор уровня;
- для местного измерения давления использованы технические манометры.

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды в технологическом помещении ИУ применены датчики загазованности взрывозащищённого исполнения с подключением к дискретным входам контроллеров.

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды технологическим персоналом на кустовой площадке используются индивидуальные (портативные) приборы взрывозащищённого исполнения.

Проектом предусмотрена совместная теплоизоляция трубопроводов, арматуры и отборов давления.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Размещение и монтаж приборов и средств автоматизации

Монтаж системы автоматизации выполняется в соответствии с рабочей документацией и с учётом требований заводов-изготовителей, с соблюдением требований СП 77.13330.2016, СП 68.13330.2012, 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".

В проекте применены кабели с медными жилами, изоляция и оболочка которых выполнена из морозостойкого (до минус 60 °С) поливинилхлоридного пластика, который не распространяет горение при групповой прокладке и имеет пониженное дымо-газовыделение (нг(A)-LS).

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. 455 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101).

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.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата

Монтаж внутри блока ИУ-1 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 0,5м

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 негорячего материала (огнестойким герметиком Силотерм ЭП-71) с обеспечением предела огнестойкости проёма не менее предела 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 СНиП 3.05.06-85, п. 6.7.1 СП 77.13330.2016).

Питание.

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

Проектируемые объекты относятся к I категории по обеспечению надежности электроснабжения.

Для повышения надежности электроснабжения системы автоматики обеспечиваются источником бесперебойного питания с применением аккумуляторных батарей.

Предусмотрено подключение дополнительных электропотребителей мощностью до 3 кВт с автоматическими выключателями.

Электроснабжение и заземление предусматривается в электротехнической части проекта

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист 68

12 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

13 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 «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101, 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 40% 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		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	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, исключая 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		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

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

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» данного проекта.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.ч	Лист	№док	Подп.	Дата

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

Для соблюдения норм и параметров технологического процесса предусмотрены средства контроля (давление) и управления параметрами процесса, блокировки при возникновении аварийных режимов и ситуаций (завышение-занижение давления).

Технологический регламент на проектирование Заказчиком не выдавался.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.ч	Лист	№док	Подп.	Дата

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

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

Классификация объекта по значимости - класс 3 - (низкая значимость)- ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет муниципальный или локальный масштаб.

Система охранной сигнализации предусмотрена для предупреждения несанкционированного проникновения в охраняемые объекты:

- технологический блок ИУ;
- блок автоматики ИУ.

Для защиты от несанкционированного доступа технологический блок ИУ оборудован взрывозащищённым путевым выключателем, блок автоматики оборудован концевым герконовым выключателем.

Выключатели подключаются к дискретным модулям контроллера замерной установки.

Сеть охранной сигнализации по территории кустовой площадки предусмотрена кабелями с медными жилами, изоляция и оболочка которых выполнена из морозостойкого (до минус 60°С) поливинилхлоридного пластика, который не распространяет горение при групповой прокладке и имеет пониженное дымо-газовыделение (нг(А)-LS).

Прокладка кабеля предусмотрена в коробах по проектируемой кабельной эстакаде. Сигнализация о несанкционированном доступе с куста скважин передается по каналам передачи на АРМ оператора в операторную Крещенского месторождения ООО «Пурнефть».

Проектируемый объект производственного назначения оснащен средствами защиты согласно таблице 2 СП 132.13330.2011:

- СКУД - система контроля и управления доступом.

Защита территории объекта осуществляется устройством обвалования высотой 1,0 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.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист 74

Для защиты от несанкционированного доступа технологические блоки оборудованы охранными извещателями.

Сигнал о несанкционированном доступе передается на станцию телемеханики кустовую и далее, в связи с отсутствием постоянно действующего производственного персонала, по системе радиосвязи в операторную Крещенского месторождения.

В ООО «Пурнефть» должно быть организовано взаимодействие с органами МВД и ФСБ по предупреждению террористических актов на объектах и получение от правоохранительных органов поступающей информации о фактах и попытках 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.

Охрана объектов Крещенского месторождения ООО «Пурнефть», осуществляется охранным предприятием, на основании заключенного договора, в котором также предусмотрено взаимодействие при возникновении и ликвидации ЧС. При проведении запланированных в ООО «Пурнефть» учений охранный объект привлекается согласно планам подготовки.

Основными задачами охранный предприятия 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 ООО «Пурнефть».

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ

17 Перечень сокращений, условных обозначений, символов, единиц и терминов

ИУ	Установка измерительная автоматизированная
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
БДР	Установка дозирования реагента
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
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.

18 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 от 15.04.2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».
8. Постановление Правительства РФ от 25.04.12 №390 «О противопожарном режиме».
9. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".
10. Приказ МЧС России от 28.12.2004 г. № 621 «Об утверждении правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».
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 от 30.06.2007 № 417).
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 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений».
19. ВНТП 03-170-567-87. Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса.
20. 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,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.1.ТЧ	Лист
							77

принятыми Главгосэнергонадзором РФ с учетом глав седьмого издания 2002, 2003 г.

21. СП 77.13330.2016 Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации».
22. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
23. ИБТВ 1-087-81. Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности.
24. Приказ 515 от 30.11.2017г. «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов»
25. СП 1.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы».
26. СП 2.13130.2012 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты».
27. СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности».
28. СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
29. СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».
30. СП 6.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности».
31. СП 7.13130.2013 «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Противопожарные требования».
32. СП 8.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности».
33. СП 9.13130.2009 «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации».
34. СП 10.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности».
35. СП 11.13130.2009 «Места дислокации подразделений пожарной охраны. Порядок и методика определения».
36. СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
37. СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80*».
38. СП 30.13330.2016 «СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация зданий.».
39. СП 43.13330.2012 «СНиП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

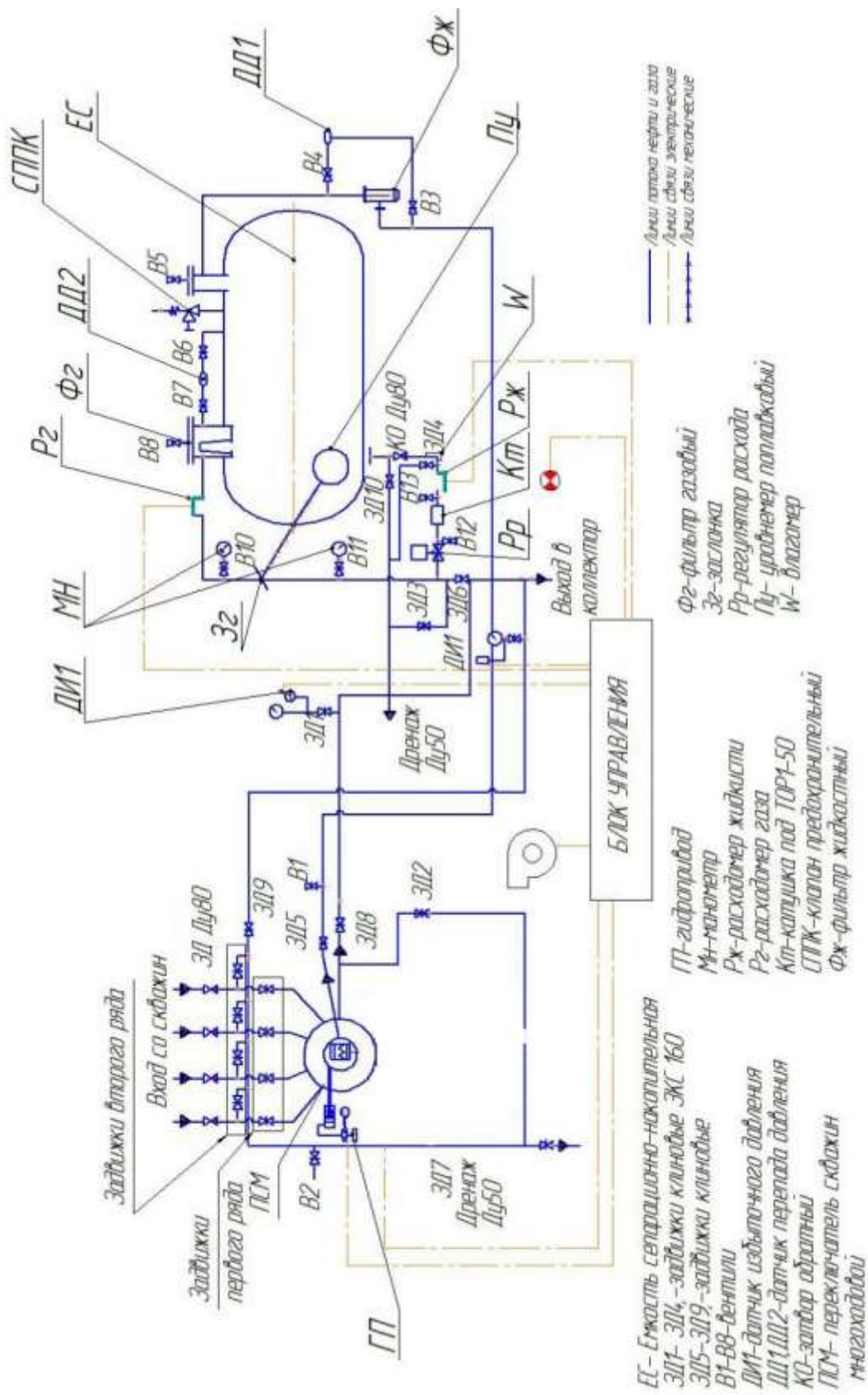
- 40. СП 60.13330.2012 «СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».
- 41. СП 112.13330.2012 «СНиП 21-01-97*. Пожарная безопасность зданий и сооружений».
- 42. СП 131.13330.2012 «СНиП 23-01-99*. Строительная климатология.».

Согласовано		

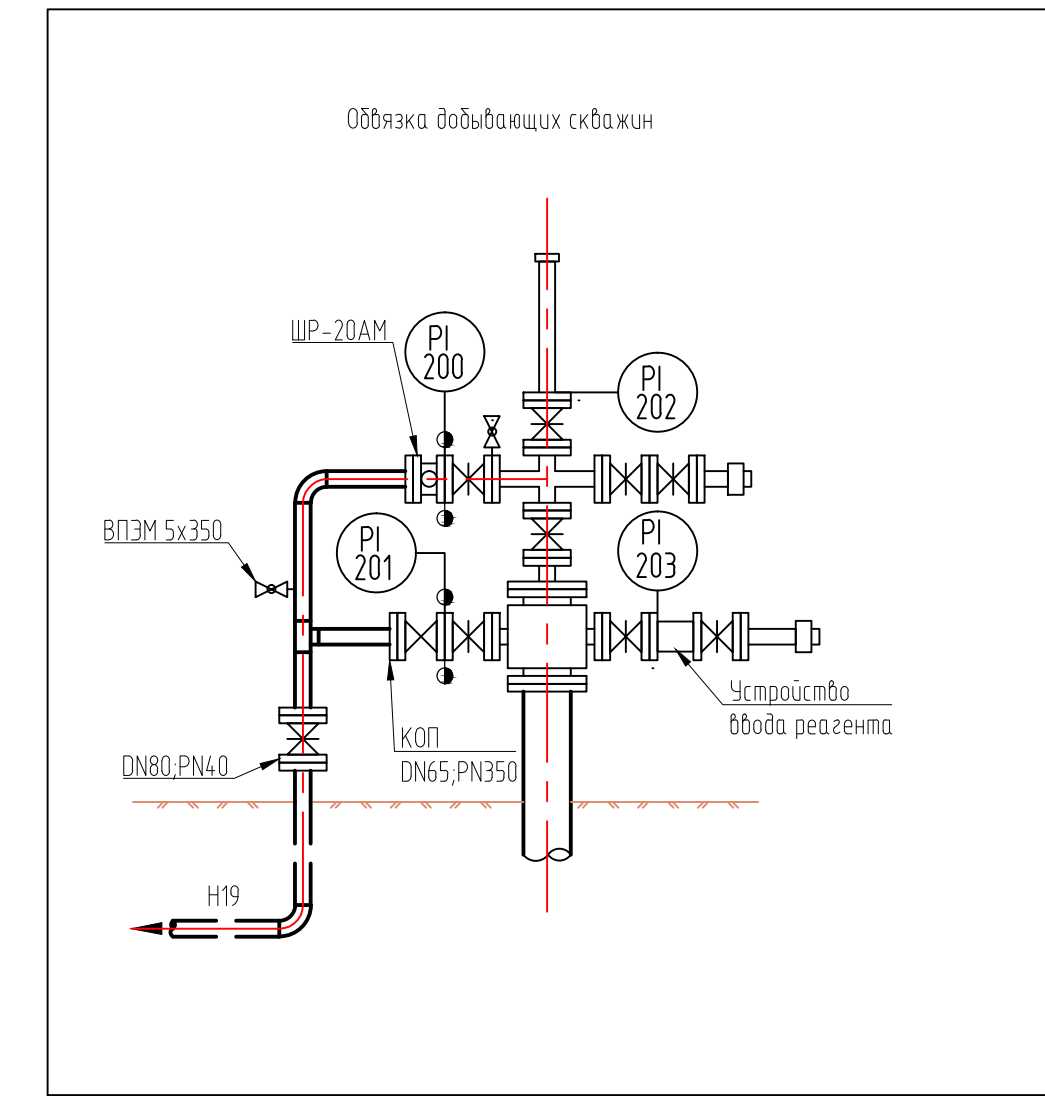
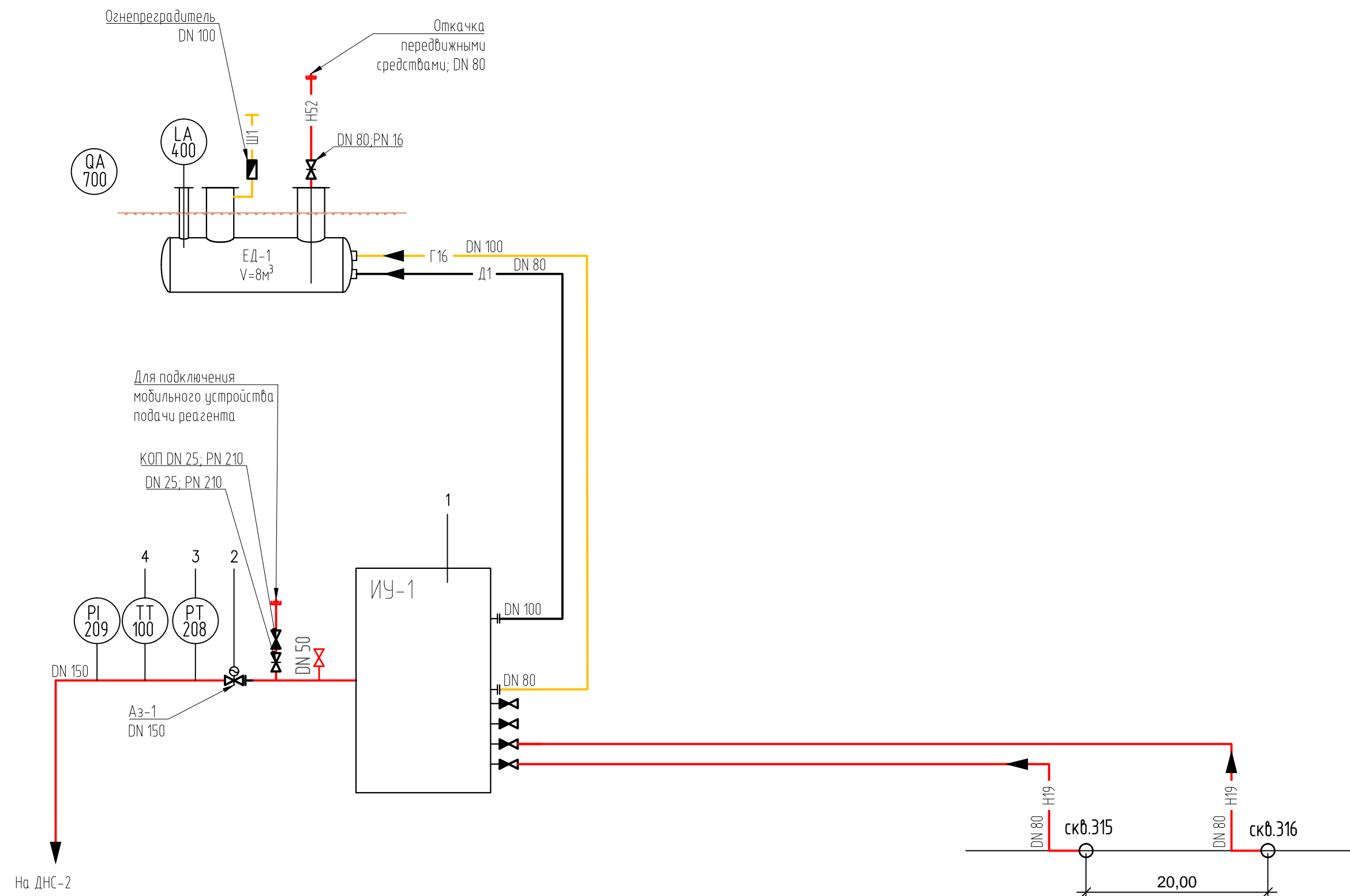
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Приложение А Принципиальная схема установки измерительной ИУ



Согласовано		Взам. Инв. №	
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № подл.	Подп. и дата
Изм.	Кол.вч	Лист	Подок
			Подп.
			Дата



ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиция	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ИУ-1	Измерительная установка	1	$P_{расч}=4,0$ МПа; $Q_{кв}=400$ м³/сут; $N=15$ кВт;	*
	ИУ-40-4-400		$n=4$ шт; $DN=80$ мм;	
	ГОСТ Р 8.615-2005, исполнение ХЛ1		$L \times B \times H=5000 \times 2870 \times 3135$ мм, $G=6000$ кг	
	в комплекте с аппаратным блоком БА	1	$L \times B \times H=3070 \times 3450 \times 2775$ мм, $G=2500$ кг	
ЕД-1	Емкость подземная дренажная	1	$V=8$ м³; $P_{расч}=0,07$ МПа;	ТУ 26-18-34-89
	ЕП 8-2000-3		$D=2000$ мм; $H=1300$ мм.	
Аз-1	Задвижка запорная фланцевая с электроприводом АИМА SA 14.1/ SAEXC 14.1	1	$DN=150$, $PN=40$ (4,0 МПа), $N=1,5$ кВт	
	Добывающая скважина	2		Проект бурения скважин
ЭЦН	Погружной центробежный электронасос	2		Проект бурения скважин

ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Обозначение	Наименование
H1	Трубопровод нефтегазосборный
H19	Трубопровод выкидной от добывающих скважин
H52	Трубопровод отпайки из дренажной емкости
Д1	Трубопровод дренажный
Г16	Трубопровод сброса с предохранительного клапана
P1	Трубопровод подачи реагента
Ш1	Трубопровод дыхательный

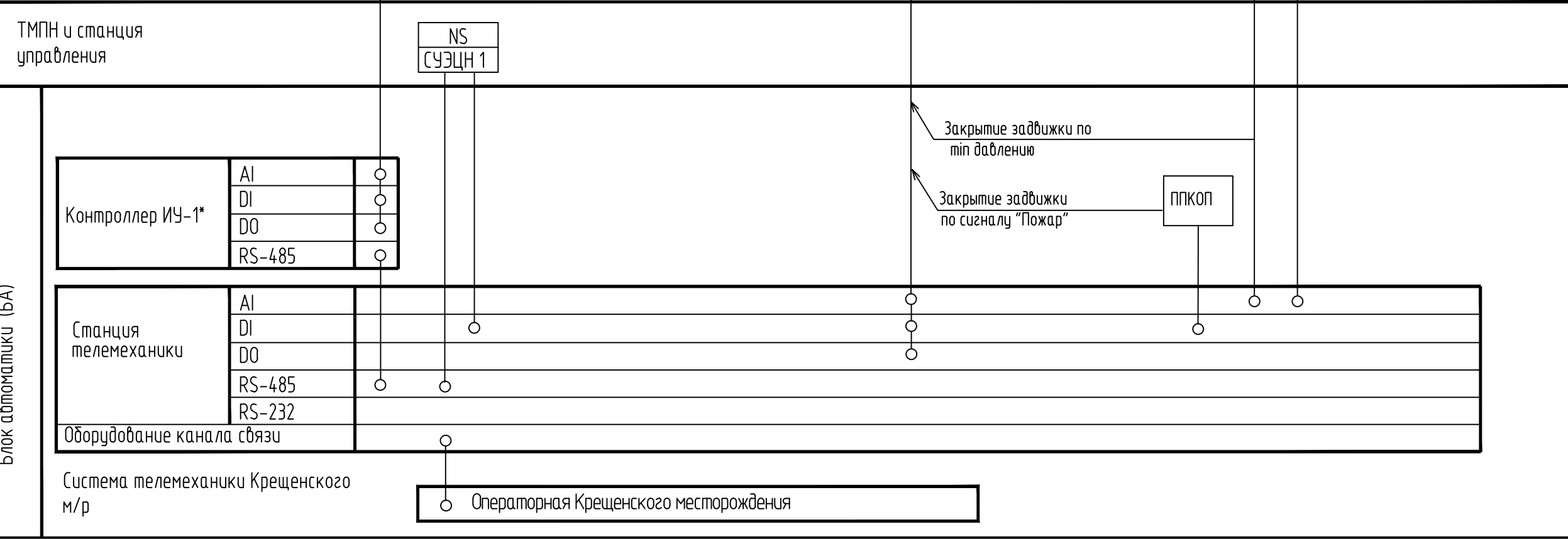
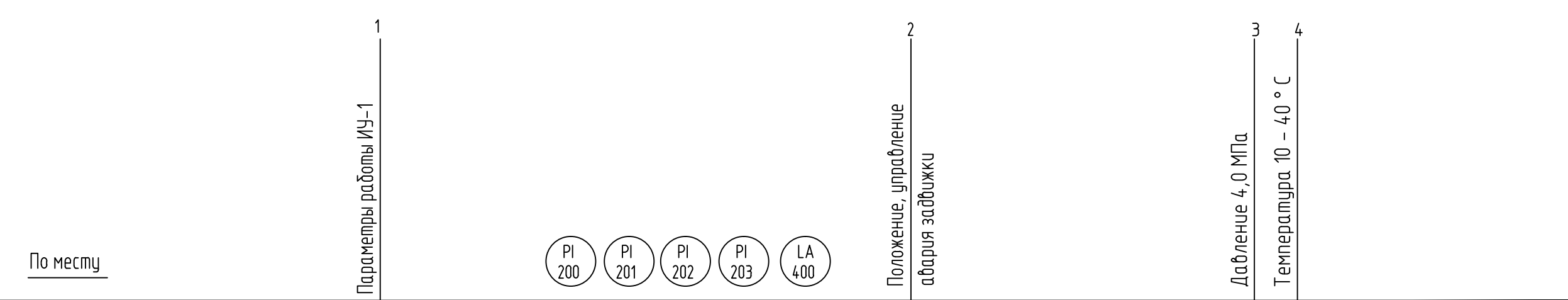


ТАБЛИЦА КОНТУРОВ АВТОМАТИЗАЦИИ		
Позиция	Обозначение контура	Состав контура
208	PT	Датчик избыточного давления Метран 150 TG
100	TT	Датчик температуры Метран-274-Exd
400	LA	Датчик уровня УП11-03А
700	QA	Газоанализатор Ventix MX4
200 - 207	PI	Манометр МТИ-1232-40 МПа-0,6

Примечание
 1. Заводы-изготовители определяются по тендеру.
 2. Значком * обозначено оборудование блочной поставки.

Э4-2020-ИОС7.1ГЧ.ТХ					
Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций					
Изм.	Кол.Уч.	Лист	Издок	Подпись	Дата
Разраб.	Исаева				22.04.20
Проверил	Халыбина				22.04.20
Н.контр.	Ерофеева				22.04.20
ГИП	Шахматов				22.04.20

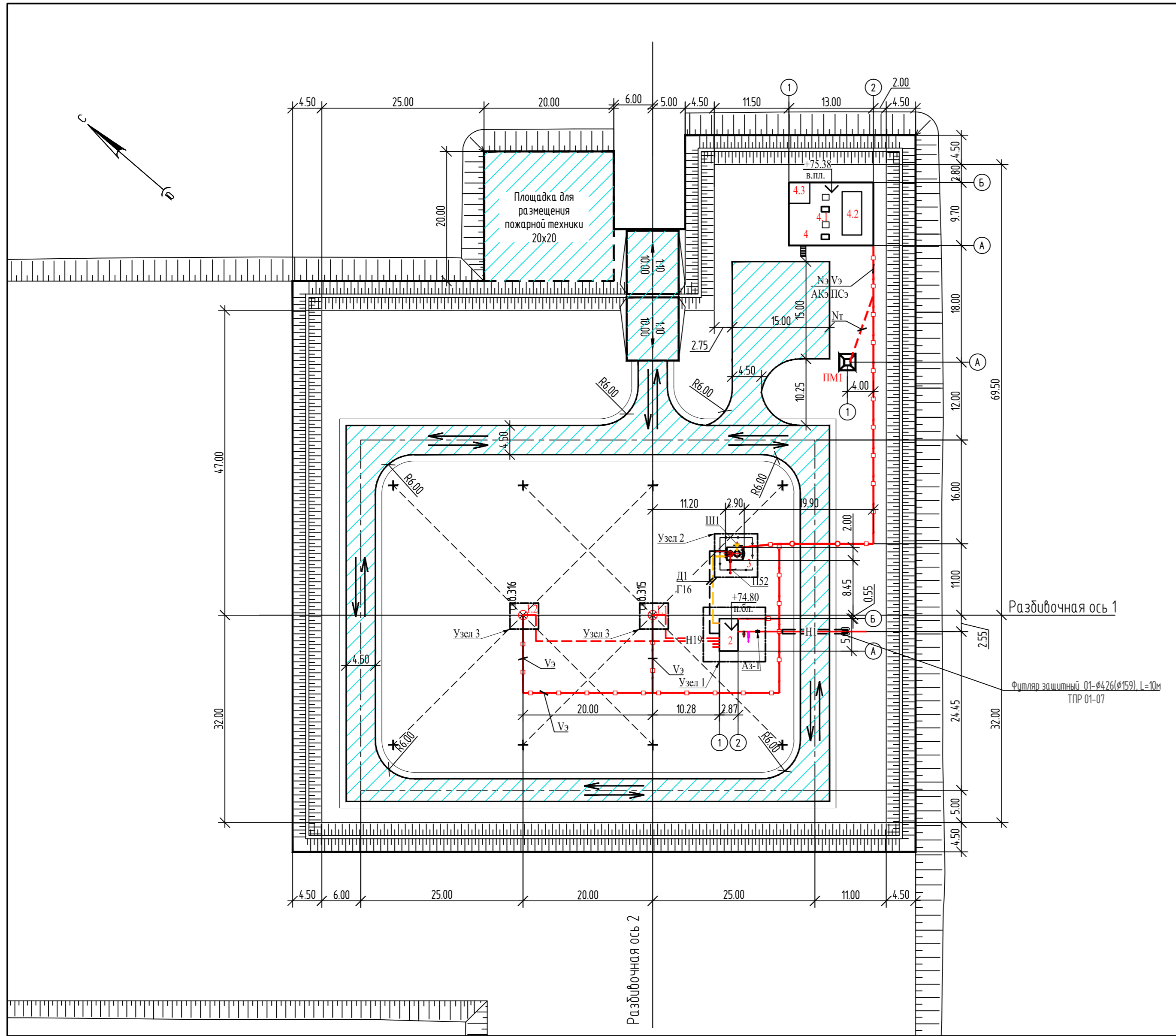
Куст скважин №14		
Стадия	Лист	Листов
П	1	2

ООО "НИИЗПРОЕКТ"

Номер на плане	Наименование	Примечание
1.1	Добывающая скважина	
1.2	Добывающая скважина	
2	Измерительная установка	
3	Емкость дренажная ЕД-1 V=8 м³	
4	Площадка под КТПН, СУ и ТМПН, БА	
4.1	ТМПН, СУ	
4.2	КТПН	
4.3	Блок автоматики	
ПМ1	Прожекторная мачта с молниеотводом	

ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Обозначение	Наименование
Н1	Трубопровод нефтегазосборный с ИУ
Н19	Трубопровод выкидной от добывающих скважин
Д1	Трубопровод дренажный
Г16	Трубопровод сброса с предохранительного клапана
Ш1	Трубопровод дыхательный
Н52	Трубопровод откачки из дренажной емкости
Нэ	Кабели электрические низкого напряжения по эстакаде
Вэ	Кабели электрические высокого напряжения по эстакаде
ПСэ	Пожарная сигнализация по эстакаде
ССэ	Кабель связи по эстакаде
АКэ	Кабели автоматизации по эстакаде

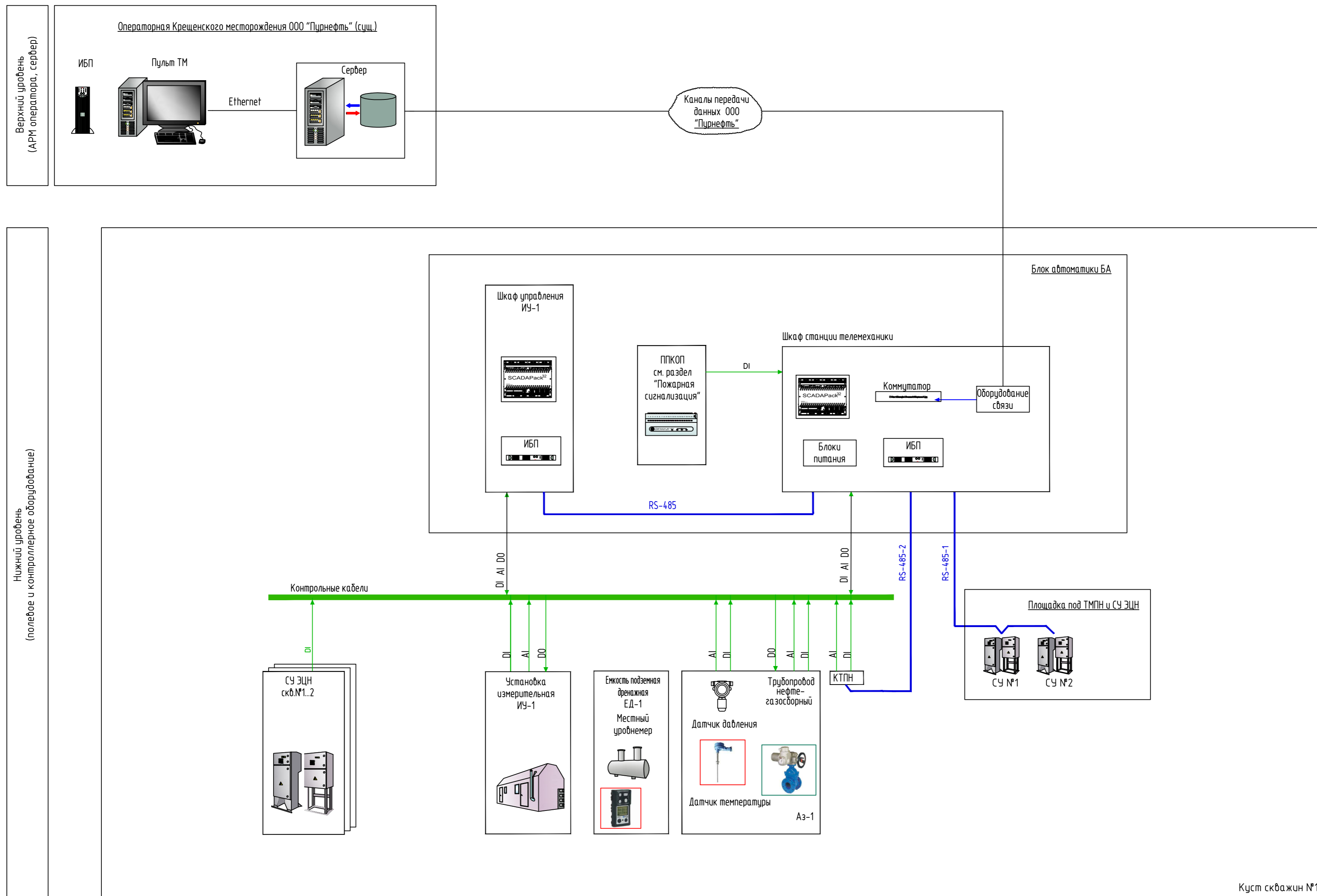


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Проектируемые подземные трубопроводы
- Проектируемые надземные трубопроводы
- Проектируемые кабельные эстакады
- Проектируемая кабельная эстакада на повышенных опорах
- Проектируемое ограждение из труб
- Добывающая скважина
- Покрытие из щебня
- Схема движения транспортных средств

34-2020-ИОС7.1.ГЧ.ТХ				
Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций				
Изм.	Кол.Уч.	Лист	Вдок	Подпись
Разраб.	Исаева	22.04.20		<i>Исаева</i>
Проверил	Халиявина	22.04.20		<i>Халиявина</i>
Н.контр	Ерофеева	22.04.20		<i>Ерофеева</i>
ГИП	Шахмудинов	22.04.20		<i>Шахмудинов</i>
Куст скважин №14			Стадия	Лист
План технологических трубопроводов			П	2
ООО "НИИЗПРОЕКТ"				

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

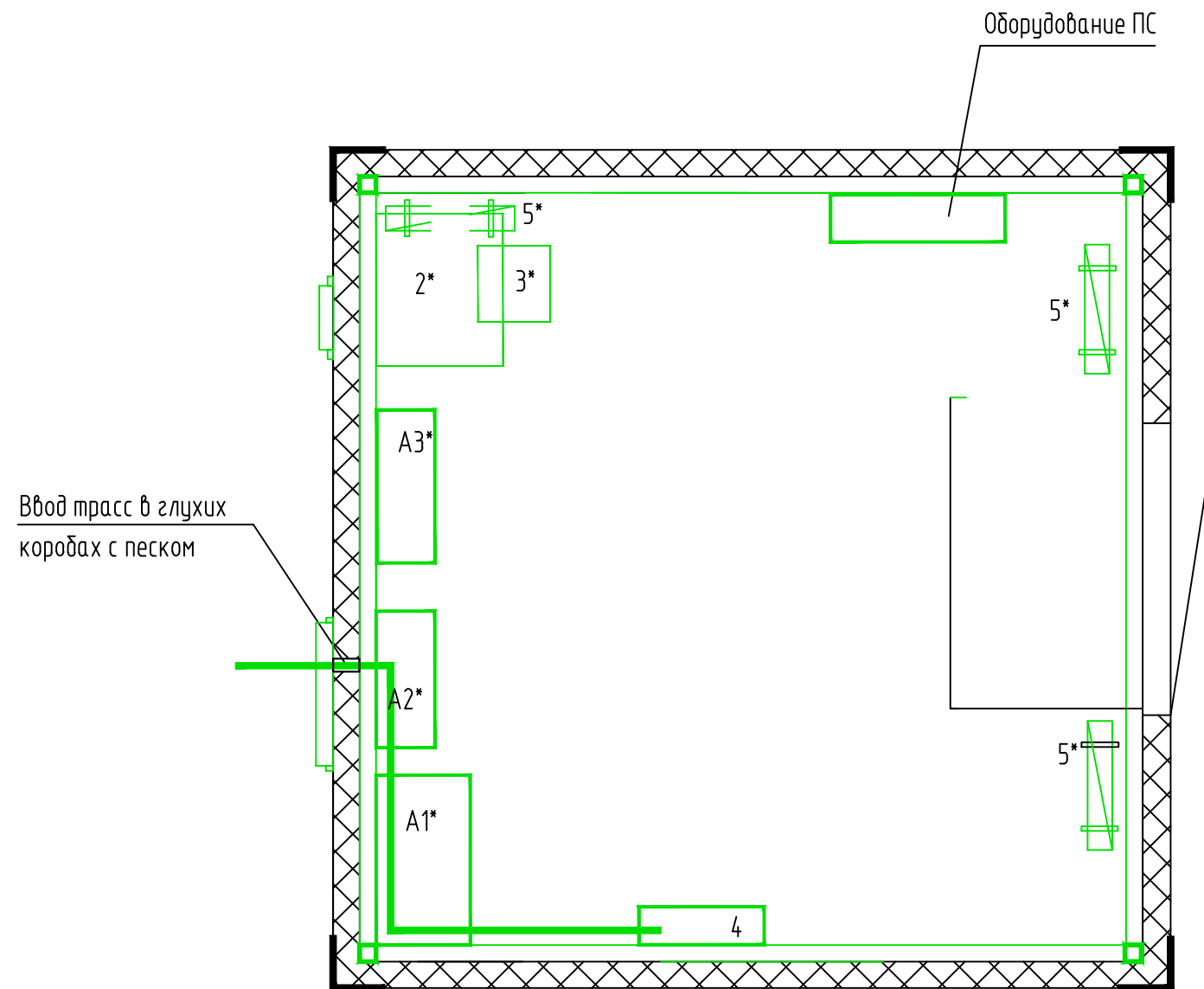


Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

34-2020-ИОС7.1.ГЧ.АК							
Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций							
Изм.	Кол.Уч.	Лист	Вдок	Подпись	Дата		
Разраб.	Ахмеров	20.04.19		<i>Ахмеров</i>	20.04.19		
Проверил	Леонова	20.04.19		<i>Леонова</i>	20.04.19		
Н.контр	Ерофеева	20.04.19		<i>Ерофеева</i>	20.04.19		
ГИП	Шахматов	20.04.19		<i>Шахматов</i>	20.04.19		
Куст скважин №14					Стадия	Лист	Листов
Схема структурная АСУ ТП					п	1	
ООО "НИИЗПРОЕКТ"							

Экспликация оборудования

Обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
A1*	Шкаф силовой	1	
A2*	Блок измерений и обработки информации БИОИ	1	
A3*	Источник бесперебойного питания	1	
2*	Откидной стол	1	
3*	Откидной стул	1	
4	Станция телемеханики кустовая	1	
5*	Электрообогреватель	2	



Примечание.

Расположение оборудования уточняется заводом-изготовителем.

* - оборудование блочной поставки

Инф. № подл.	Подпись и дата	Взам. инф. №
--------------	----------------	--------------

						34-2020-ИОС7.1ГЧ.АК			
						Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций			
Изм.	Кол.Уч	Лист	Ивок	Подпись	Дата	Куст скважин №14	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Ахмеров			<i>Ахмеров</i>	20.04.19		П	2	
Проверил	Леонова			<i>Леонова</i>	20.04.19				
Н.контр	Ерофеева			<i>Ерофеева</i>	20.04.19	Расположение оборудования в блоке автоматики	ООО "НИИЗПРОЕКТ"		
ГИП	Шайхутдинов			<i>Шайхутдинов</i>	20.04.19				