



---

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

---

Экспертно-производственный центр  
**“ТРУБОПРОВОДСЕРВИС”**

---

Экз. № \_\_\_\_\_

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Хантос»

**«Куст скважин №34. Обустройство объектов эксплуатации  
Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка  
в районе 2ПО»**

**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. Куст скважин

**ЗЗЛУ-ИНФР.2115-П-ИОС7.1**

Том 5.7.1



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Экспертно-производственный центр  
**«ТРУБОПРОВОДСЕРВИС»**

Экз. № \_\_\_\_\_

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Хантос»

**«Куст скважин №34. Обустройство объектов эксплуатации  
Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка  
в районе 2ПО»**

**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. Куст скважин

**ЗЗЛУ-ИНФР.2115-П-ИОС7.1**

Том 5.7.1

Генеральный директор  
ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис

/М.Х. Хуснияров

Главный инженер проекта

/Р.Л. Даянов/

Уфа, 2022

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

## СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
ЗЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-С-001	Содержание тома 5.7.1	2
ЗЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Текстовая часть	3-86
	Графическая часть	
ЗЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-001	Куст скважин №34. Принципиальная технологическая схема	87
ЗЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-002	Куст скважин №34. Ситуационный план 1:500	88
ЗЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-003	Скважина 1ПО. Принципиальная технологическая схема	89
ЗЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-004	Скважина 1ПО. Ситуационный план 1:500	90
ЗЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-005	Скважина 2ПО. Принципиальная технологическая схема	91
ЗЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-006	Скважина 2ПО. Ситуационный план 1:500	92
ЗЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-007	Скважина 3ПО. Принципиальная технологическая схема	93
ЗЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-008	Скважина 3ПО. Ситуационный план 1:500	94
ЗЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-009	Скважина 8ПО. Принципиальная технологическая схема	95
ЗЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-010	Скважина 8ПО. Ситуационный план 1:500	96

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-С-001			
						Стадия	Лист	Листов	
Разраб.		Хаертдинова			02.22	ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис»			
Пров.		Абдуллаева			02.22		П	1	1
Нач. отд.		Нугуманов			02.22				
Н.контр.		Беркань			02.22				
ГИП		Даянов			02.22				
«Куст скважин №34. . Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО» Содержание тома 5.7.1									

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

## Содержание

1 Общие сведения.....	4
2 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.....	5
2.1 Исходные данные.....	5
2.2 Описание основных технологических решений.....	6
2.3 Характеристика добываемой продукции.....	8
2.4 Перечень и категории проектируемых помещений, сооружений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.....	9
3 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд для объектов производственного назначения.....	11
4 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов.....	13
5 Описание источников поступления сырья и материалов.....	14
6 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции.....	16
7 Обоснование показателей и характеристик (на основе сравнительного анализа) принятых технологических процессов и оборудования.....	18
7.1 Техническая характеристика оборудования.....	20
7.1.1 Установка автоматизированная индивидуальная замерная АИУ.....	20
7.1.2 Установка автоматизированная групповая замерная АГЗУ.....	20
7.1.3 Блок напорной гребенки БГ-1,2.....	22
7.1.4 Скважинная установка дозирования ингибитора солейотложения СУДР.....	22
7.1.5 Емкость подземная дренажная.....	24
7.2 Технологические трубопроводы.....	24
7.2.1 Прокладка трубопроводов.....	31
7.2.2 Сварка.....	32
8 Наименование трубопровода.....	33
8.1.1 Защита оборудования и трубопроводов от коррозии. Теплоизоляция.....	33
8.2 Запорная арматура.....	34
8.3 Оознавательная окраска.....	37
8.4 Срок эксплуатации оборудования и сооружений.....	38
9 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов.....	40

Взам. инв. №	Подп. и дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00- ПЗ-001								
		Изм.	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата	Текстовая часть		
Инв. № подл.		Разраб.		Хаертдинова		03.22	Стадия	Лист	Листов	
		Пров.		Абдуллаева		03.22	П	1	86	
		Нач. отд.		Нугуманов		03.22	ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис»			
		Н.контр.		Беркань		03.22				
		ГИП		Даянов		03.22				

10	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах .....	41
11	Сведения о наличии сертификатов соответствия требований промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств .....	45
12	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, число рабочих мест и их оснащенность .....	46
13	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства .....	50
14	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе ....	70
15	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники .....	71
16	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду .....	72
17	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов .....	74
18	Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование .....	75
19	Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов .....	76
20	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов .....	77
21	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов .....	78
22	Описание технических средств и обоснование проектных решений, направленных на обнаружение взрывных устройств, оружия, боеприпасов .....	80

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

2



**1 Общие сведения**

Раздел технологические решения разработан на основании.

- задания на проектирование объектов обустройства кустовых площадок со всей сопутствующей инфраструктурой «Кусты скважин №№ 34, 34.1. Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка», утвержденного генеральным директором ООО «Газпромнефть-Хантос» С.И. Федоровым 16.08.2021г;

- дополнения №1 к заданию на проектирование «Куст скважин № 34. Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузо-разгрузочная площадка в районе 2ПО»;

- отчетов по инженерным изысканиям, выполненным ООО «Росэкспо» в 2021 году;

Технологическое обустройство куста скважин № 34 предназначено для создания производственной системы, обеспечивающей:

- добычу продукции от нефтяных скважин куста механизированным способом с использованием погружных электроцентробежных насосных установок (УЭЦН);

- замер дебита добывающих скважин по среднесуточному массовому расходу жидкости и нефти, среднесуточному объемному расходу газа;

- распределение, замер, дозированную подачу ингибитора солеотложения в скважины;

- сбор продукции скважин от кустов скважин на УПН Западно-Зимнего участка (месторождения им. Александра Жагина).

Основанием для разработки основных технических решений по обустройству объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка ООО «Газпромнефть-Хантос» является производственная программа ООО «Газпромнефть-Хантос».

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

Изм.	Копуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ИНФР.2112-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

**2 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**

### 2.1 Исходные данные

Объект проектирования в составе куста скважин №34 расположен на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югра, Кондинского района, Западно-Зимнего участка.

На месторождении принят механизированный способ добычи с помощью электроцентробежных насосных установок (УЭЦН). Устьевая арматура предназначена для обвязки и герметизации устья нефтяных скважин, оборудованных ЭЦН, проведения технологических операций, регулирования отбора жидкости и проведения глубинных исследований.

Проектируемый объект предназначен для добычи и транспортировки нефтегазоводяной эмульсии с кустов скважин, которая является сырьем для получения товарной нефти на УПН Западно-Зимнего участка.

Исходные данные для проектирования и технико-экономические показатели объекта капитального строительства приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные для проектирования и технико-экономические показатели объекта проектирования

Наименование	К № 34
Объем добычи нефти максимальный по кусту, т/сут	1143
Объем добычи жидкости максимальный по кусту, т/сут	1219
Среднесуточный дебит по нефти проектируемой скважины, т/сут	114
Среднесуточный дебит по жидкости проектируемой скважины, т/сут	140
Приемистость нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут	300
Обводненность, %	10
Фонд скважин, шт.:	24
Проектируемые:	
- добывающие	8
- нагнетательные с отработкой на нефть	14
- водозаборные	2

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

5

Согласно заданию на проектирование, рабочее давление составляет:

- системы высоконапорных водоводов – до 21,0 МПа;
- системы нефтегазопроводов – 2,5 МПа.

Расчетное давление:

- системы высоконапорных водоводов – 25,0 МПа;
- системы нефтегазопроводов – 4,0 МПа.

## 2.2 Описание основных технологических решений

Данной проектной документацией предусматривается строительство следующих объектов:

а) площадные:

- обустройство куста скважин № 34;
- перевод в нагнетание скважины 1ПО;
- перевод в нагнетание скважины 2ПО;
- перевод в нагнетание скважины 3ПО;
- перевод в нагнетание скважины 8ПО;
- погрузо-разгрузочная площадка в районе 2ПО.

б) линейные:

- нефтегазосборные сети К 34 – т. вр. К 34;
  - высоконапорный водовод БКНС – УЗ№53.1;
  - высоконапорный водовод УЗ№53.1 – УЗ№4Л.1;
  - высоконапорный водовод УЗ№4Л.1 – УЗ№22.1;
  - высоконапорный водовод УЗ№22.1 – УЗ№16.1;
  - высоконапорный водовод УЗ№16.1 – УЗ№20.1;
  - высоконапорный водовод УЗ№20.1 – УЗ№18.1;
  - высоконапорный водовод УЗ№18.1 – УЗ№34.1;
  - высоконапорный водовод УЗ№34.1 – К 34;
  - высоконапорный водовод т.вр. скв. 1ПО – скв. 1ПО;
  - высоконапорный водовод К 17 – скв. 2ПО;
  - высоконапорный водовод т.вр. скв. 3ПО – скв. 3ПО;
  - высоконапорный водовод т.вр. скв. 8ПО – скв. 8ПО;
  - двухцепная ВЛ 35кВ т.вр. Куст № 34 – КТПН №1 Куст № 34;
  - двухцепная ВЛ 35кВ т.вр. КТПН №1 Куст № 34 - КТПН №2 Куст № 34;
  - кабельная эстакада от КТПН №1 К17 до скв. 2ПО;
  - Подъезд к кусту скважин № 34.
  - инженерная подготовка амбара ПВО (на период бурения) кустовой площадки №34.
- Выбор оборудования для площадки куста скважин осуществляется с учетом:
- физико-химических свойств продукции скважин;
  - максимальных технологических показателей по добыче продукции скважин.

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

6

При обустройстве куста скважин № 34 предусмотрено применение современных технологий и оборудования, обеспечивающих минимальные потери углеводородного сырья, противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность объекта.

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

Согласно СП 231.1311500.2015 (п. 6.1.18) количество скважин на кусте № 34 не превышает 24 шт. и соответствует проекту разработки месторождения.

Размещение скважин на кусте выполнено группами по 4 скважины в 1 ряд, согласно требованиям задания на проектирование, расстояние между скважинами в группе составляет 9 м, между группами скважин – 18 м.

На кустовой площадке №34 размещаются следующие проектируемые сооружения:

- устья добывающих скважин – 8 шт.;
- устья нагнетательных скважин после отработки на нефть – 14 шт.;
- устья водозаборных скважин – 2 шт.;
- скважинные установки дозирования ингибитора солеотложения СУДР – 22 шт.;
- автоматизированная групповая замерная установка АГЗУ – 2 шт.;
- блок гребенки – 2 шт.;
- емкость подземная дренажная ЕД-1,2 (V=8 м³) – 2 шт.;
- 2КТПНУ – 2 шт.;
- аппаратный блок АГЗУ – 2 шт.;
- прожекторные мачты;
- блок редуцирующих устройств;
- площадка для размещения пожарной техники.

При подъезде к скважинам в случае ремонта и установки передвижных ремонтных агрегатов спец.техники и автотранспорта предусмотрено оборудование специальных переездов из сборных железобетонных плит для защиты подземных участков дренажных трубопроводов, незаключенных в футляры.

В пределах кустовой площадки принята подземная прокладка нефтепроводов и водоводов, трубопровод реагента прокладывается надземно на несгораемых опорах.

При переводе в нагнетание скважин 2ПО, 3ПО, 8ПО предусмотрен демонтаж ранее запроектированного оборудования и сооружений (СУДР, выкидной трубопровод). При переводе в нагнетание скважины 1ПО предусмотрен демонтаж существующего оборудования и сооружений (СУДР, выкидной трубопровод, узел задвижек).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

### 2.3 Характеристика добываемой продукции

Продукцией проектируемых скважин является сырая нефть с содержанием пластовой воды и попутного нефтяного газа.

Физико-химические свойства нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды представлены в таблицах 2.2, 2.3, 2.4.

Таблица 2.2 – Физико-химические свойства и состав нефти Западно-Зимнего участка

Параметр	Величина показателя
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	70
Плотность дегазированной нефти при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	869,5 – 875,7
Кинематическая вязкость дегазированной нефти, мм <sup>2</sup> /с	16,27 – 22,71
Температура застывания, °С	минус 8
Температура плавления парафинов, °С	54
Объемное содержание фракций, %	
при температуре 100 °С	3,9
при температуре 150 °С	12,2
при температуре 200 °С	20,2
при температуре 250 °С	28,5
при температуре 300 °С	39,8
Массовое содержание, %:	
Серы	1,81
Парафинов	3,62
Асфальтенов	0,38
Смол силикагелевых	8,78
Масел	отс.
Воды	1,8
Мех.примесей	отс.

Физико-химические свойства и состав попутно-добываемого газа приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Физико-химические свойства и состав попутно-добываемого газа Западно-Зимнего участка

Наименование компонента, параметра	Содержание компонентов, %моль
Компонентный состав, % мол.	
Сероводород	0,000
Метан	81,323

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

8

Диоксид углерода	0,551
Этан	2,882
Пропан	7,858
Изобутан	1,604
Н-Бутан	4,172
Изопентан	0,872
Н-пентан	0,543
Гексаны	0,017
Гептаны	0,001
Азот	0,000
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	0,889
Относительная плотность по воздуху, доли ед.	0,738

Физико-химические свойства и состав пластовой воды приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Физико-химические свойства и состав попутно-добываемой пластовой воды Западно-Зимнего участка

Наименование	Величина
Химический состав воды, мг-экв/л	
- Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	359,25
- Ca <sup>+2</sup>	24,75
- Mg <sup>+2</sup>	6,5
- Cl <sup>-</sup>	381,7
- SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0,5
CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,3
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	8,53
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	1012,0
Минерализация, г/л	22,9

#### 2.4 Перечень и категории проектируемых помещений, сооружений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

Проектом предусматривается применение технологий и оборудования, обеспечивающих противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность запроектированных объектов.

Определение взрывопожарной и пожарной опасности производственных зданий, помещений и наружных сооружений выполнено в таблице 2.5.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

9

Таблица 2.5 – Категории проектируемых объектов по взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование объекта	Класс пожара по Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности № 123 - ФЗ	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывопожарных и пожароопасных зон по Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности № 123 – ФЗ/ПУЭ	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.5-2002 ГОСТ 30852.11-2002	Обращаемые вещества
1	2	3	4	5	6
Куст скважин № 34					
Устье скважины добывающей нефтяной	В, С	АН	2/В-Iг	IIA-T3 IIA-T1	нефть, попутный газ
Устье скважины нагнетательной с отработкой на нефть (в период отработки)	В, С	АН	2/В-Iг	IIA-T3 IIA-T1	нефть, попутный газ
Технологический блок АГЗУ (блок-бокс)	В, С	А	1/В-Ia	IIA-T3 IIA-T1	нефть, попутный газ
Емкость подземная дренажная	В	АН	1/В-Iг	IIA-T3	нефть
Блок напорной гребенки (блок-бокс)	-	Д	-	-	пластовая вода
Площадка электрооборудования	-	ДН	П-III	-	кабели
Аппаратурное помещение блока аппаратурного АГЗУ	Е	В4	П-IIa	-	кабели
2КТПН 35/0,4 (блок-бокс): - отсек РУВН; - отсек силового трансформатора; - отсек РУНН	В, Е	В В4 В2 В4	П-IIa П-I П-IIa	-	кабели, трансформаторное масло, кабели
Узел для подключения пожарной техники	-	ДН	-	-	вода
СУДР	В	АН	2/В-Iг	IIA-T2	реагент
<p>Примечание: в соответствии с Приложением № 5 к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденным приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, классы взрывоопасных зон определены исходя из следующих заключений:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) для устья добывающей скважины – пространство вокруг фонтанной арматуры, ограниченное расстоянием 3 м во все стороны;</li> <li>2) Устье скважины нагнетательной с отработкой на нефть (в период отработки) - пространство вокруг фонтанной арматуры, ограниченное расстоянием 3 м во все стороны;</li> <li>3) для технологического блока АГЗУ: <ul style="list-style-type: none"> <li>- закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, контролирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования;</li> <li>- вокруг любых отверстий (двери, окна и прочее) из помещений зоны 1, ограниченные расстояниями 3 м во все стороны;</li> <li>- вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зоны 1, ограниченные радиусом 3 м.</li> </ul> </li> <li>4) для дренажных ёмкостей ЕД – открытые пространства вокруг окончания отводов газов (паров) из закрытых технических устройств, емкостей, аппаратов: <ul style="list-style-type: none"> <li>- зона 1 по высоте свечи, плюс 3 м от высоты свечи</li> <li>- зона 2 по вертикали плюс 2 м от зоны 1.</li> </ul> </li> <li>5) для СУДР – открытые пространства вокруг закрытых технических устройств, оборудования в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности на рисунке 6 (2,5-3 м).</li> </ol>					

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

10

Изм. Кол.уч. Лист № док Подп. Дата

### 3 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд для объектов производственного назначения

К основному виду потребляемых ресурсов при эксплуатации проектируемых сооружений относится:

- вода для проведения гидравлических испытаний;
- вода для хозяйственно-питьевых нужд;
- химический реагент (ингибитор солеотложения);
- пар для пропарки оборудования;
- электроэнергия для питания электродвигателей насосов и запорной арматуры;
- химический реагент (ингибитор солеотложения).

Потребность в воде на проведение гидравлических испытаний и промывки трубопроводов и оборудования для кустов скважин приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Потребное количество воды на проведение гидравлических испытаний и промывки трубопроводов для куста скважин № 34, скв. 1ПО, 2ПО, 3ПО, 8ПО

Площадка	Объем воды для испытаний, м <sup>3</sup>	Объем воды для промывки, м <sup>3</sup>	Общий объем воды, м <sup>3</sup>
Куст 34	10,05	10,05	20,2
1ПО	0,4	0,4	0,8
2ПО	0,4	0,4	0,8
3ПО	0,4	0,4	0,8
8ПО	0,4	0,4	0,8

Источник воды для производственных нужд, в том числе проведения гидроиспытаний, промывки оборудования и труб - привозная вода из системы ППД месторождения. Место утилизации воды для производственных нужд, в том числе проведения гидроиспытаний, промывки оборудования и труб, сточных вод с территории площадки. Вывоз воды производится на полигон утилизации.

Сведения о затратах воды для хозяйственно-питьевых нужд, для наружного и внутреннего пожаротушения объектов представлены в томе «Система водоснабжения».

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

Дозировка ингибитора солеотложения составляет – 15 мл на 1 м<sup>3</sup> добываемой жидкости. Годовая потребность в ингибиторе солеотложения составит 7,6 м<sup>3</sup>;

Для электроснабжения электропринимающих устройств на кустовой площадке №34 предусмотрена установка двух комплектной двухтрансформаторной подстанций наружной

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

11

установки 2КТПН-35/0,4кВ.

К основному виду потребляемых ресурсов при добыче нефти относится потребление электроэнергии.

Основными потребителями электроэнергии на кусте скважин №34 являются:

- электроприводы скважинных насосов;
- инженерные системы блок-боксов оборудования.
- электрозадвижки.

Сведения о затратах электроэнергии для технологического оборудования, арматуры с электроприводами, освещения представлены в томе «Система электроснабжения».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Лист
							12
Инва. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

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

Описание прибора учета электроэнергии приведено в томе «Система электроснабжения».

Поскольку проектом предусмотрена пропарка оборудования и трубопроводов от передвижной парогенераторной установки, стационарные приборы учета водяного пара не предусмотрены.

Для измерения расхода воды, добываемой водозаборными скважинами предусмотрена установка приборов учета в обвязке устья каждой водозаборной скважины. Также установлены приборы учета в блоках гребенки (БГ-1, БГ-2) на ответвлении к каждой нагнетательной скважине. Для учета воды, закачиваемой в скважины 1ПО, 2ПО, 3ПО, 8ПО, предусмотрена установка прибора учета в обвязке устья нагнетательной скважины.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Лист
							13
Инь. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

## 5 Описание источников поступления сырья и материалов

Сырьем и продукцией проектируемых скважин является сырая нефть (с содержанием пластовой воды и нефтяного газа). Физико-химические свойства нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды приведены в таблицах 2.2, 2.3, 2.4 соответственно.

При обеспечении сбора продукции куста скважин №34 до пункта подготовки применяют химический реагент для защиты трубопроводов и оборудования от солеотложений.

Характер воздействия опасных веществ на организм человека и окружающую среду представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характер воздействия опасных веществ на организм человека и окружающую среду

Вещество	Степень опасности и характер воздействия вещества на организм человека и окружающую среду
Нефть	Согласно ГОСТ 12.1.007-76 относится к 3 классу опасности. Углеводороды, составляющие основную часть нефти, обладают наркотическими свойствами. Действие на организм ослабляется малой растворимостью в воде и крови, вследствие чего опасные концентрации в крови создаются при высокой концентрации углеводородов в воздухе. Присутствие одновременно с ними сероводорода, а также повышенная температура окружающего воздуха усиливает токсичный эффект. При легких отравлениях после начального возбуждения начинается головная боль, слабость, боли в области сердца. При тяжелых отравлениях наступает потеря сознания, судороги, желтушная окраска белковой оболочки глаз, ослабление дыхания. Попадание нефти на кожу может вызвать ее воспаление, а при длительном контакте – дерматиты.
Попутный нефтяной газ	Согласно ГОСТ 12.1.007-76 относится к 4 классу опасности. Газ в растворенном состоянии и свободной фазе. Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> поступают в организм человека главным образом через дыхательные пути. При отравлении нефтяным газом вначале наблюдается период возбуждения, характеризующийся беспричинной веселостью, затем наступает головная боль, сонливость, головокружение, тошнота. При тяжелых отравлениях наступает потеря сознания, судороги, ослабление дыхания, появляется желтушная окраска белковой оболочки глаза.
Реагент	Химические реагенты, применяемые для ингибирования процессов коррозии и солеотложения, содержат в своём составе метанол, являющийся наркотическим нервным ядом, обладающим раздражающим действием на кожу, слизистые оболочки глаз и дыхательных путей. По степени воздействия на организм относится к 3 классу опасности.

Физико-химические свойства применяемого реагента представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Физико-химические свойства применяемого реагента

Наименование, марка	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Температура застывания, °С	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /сек	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76	Примечание
Ингибитор солеотложений FX-50	1070-1170	минус 40	10,0	3	ЛВЖ, водно-спиртовой раствор комплексного аминофосфатного типа, однородная жидкость желтоватого типа

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Лист
							14

По характеру воздействия на организм человека и окружающую среду реагент относится к 3 классу опасности, т.к. содержат в своем составе метанол или ароматические растворители. Эти вещества являются наркотическими нервными ядами, обладающими раздражающим действием на кожу, слизистые оболочки глаз и дыхательных путей.

Подбор наиболее эффективных реагентов устанавливается в каждом случае опытным путем по результатам промысловых испытаний реагентов. Рабочие дозировки и марки реагентов уточняются в процессе эксплуатации.

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

В качестве рабочего агента в системе поддержания пластового давления используется очищенная и подготовленная вода, удовлетворяющая требованиям ОСТ 39-225-88 и имеющая следующие характеристики: плотность,  $\text{кг/м}^3$  – до 1020; водородный показатель перекачиваемой среды,  $\text{pH}$  –  $4,5 \div 8,5$ ; размер частиц механических примесей – не крупнее 5 мкм; содержание механических примесей – не более 50 мг/л; содержание нефти – не более 50 мг/л.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Лист
							15
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

## 6 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

На кусте скважин № 34 добывается сырая нефть (с содержанием пластовой воды и нефтяного газа). Физико-химические свойства нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды приведены в таблицах 2.2, 2.3, 2.4 соответственно.

При обустройстве куста скважин предусмотрено применение современных технологий и оборудования, обеспечивающих минимальные потери углеводородного сырья, противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность объекта.

В соответствии со статьей 28.1 ФЗ от 10.01.2002 года №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» для минимизации негативного воздействия на окружающую среду проектом предусмотрено применение технологий, соответствующих наилучшим доступным технологиям (НДТ), описанным в информационно-технических справочниках:

- ИТС 17-2016 «Размещение отходов производства и потребления» (см. п.6 тома 2,3 ЗЗЛУ-ПКС.2115-П-ПЗУЗ);

- ИТС 22.1-2016 «Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения» (см.п.5.1.тома 8.1.1 ЗЗЛУ-ПКС.2115-П-ООС.01.01);

- ИТС 48-2017 «Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности» (см. п.3 тома 5.1.1 ЗЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС1.01);

- ИТС 28-2017 «Добыча нефти».

Данным разделом проектной документации при обустройстве кустовой площадки применены технологии, соответствующие НДТ согласно информационно-техническому справочнику ИТС 28-2017.

1. НДТ16. Применение труб повышенной надежности.

В проекте для строительства нефтегазосборных трубопроводов приняты трубы согласно ТТТ-01.02.04-04, версия 2.0 стальные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости с внутренним и наружным защитным покрытием усиленного типа конструкция №1 на основе экструдированного полиэтилена, исполнение материала – группа 4, K52. Для строительства высоконапорных водоводов приняты трубы согласно ТТТ-01.02.04-04, версия 2.0 стальные бесшовные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости с наружным защитным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена, исполнение материала – группа 2, K52.

Реализация данной НДТ позволяет снизить аварийность при транспортировке нефти, уменьшить гидравлические потери в трубопроводе, увеличить срок службы трубопроводов.

2. НДТ19. Закачка пластовой воды в нагнетательные скважины.

Согласно принятой технологической схемы для организации системы ППД куста скважин № 34 предусматривается поступление воды в систему ППД от проектируемых водозаборных скважин, для скважин 1ПО, 2ПО, 3ПО, 8ПО предусматривается поступление воды от водозаборных скважин существующих кустов скважин №1, №17, №3, №8

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

ЗЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

16

соответственно, также предусмотрено подключение кустов скважин к высоконапорным водоводам от БКНС Западно-Зимнего участка.

Реализация данной НДТ по организации системы ППД с помощью закачки через нагнетательные скважины пластовой воды, добываемой непосредственно на месторождении с помощью водозаборных скважин, упрощает схемы внешнего водоснабжения, в результате сокращается время развития мощностей заводнения, таким образом, повышая энергоэффективность производства.

А также наилучшим доступным технологиям, описанным в информационно-техническом справочнике ИТС 22-2016, разделе 4:

- НДТ 3-3. Разработка и внедрение на предприятии программы обнаружения и устранения утечек в оборудовании.

Данная НДТ в проектной документации реализуется за счет применения датчиков-газоанализаторов, размещаемых в местах наиболее вероятного возникновения выброса углеводородных газов, и таким образом способствует своевременному обнаружению утечек и принятию мер по их ликвидации.

- НДТ 4-3. Предотвращение или, где это не осуществимо, сокращение диффузных выбросов в атмосферу летучих органических соединений.

Для снижения числа возможных выбросов при прокладке трубопроводов предусмотрено минимальное количество фланцевых соединений – только в местах присоединения к оборудованию или запорной арматуре. Запорная арматура, расположенная на трубопроводах, имеет класс «А» герметичности затвора по ГОСТ 9544-2015. Запорная арматура на трубопроводах размещена группами, что обеспечивает удобство монтажа, контроля за состоянием и ремонта.

- НДТ 4-4. Использование элементов оборудования с высокими требованиями к надежности. В рамках реализации данной технологии предусмотрено применение запорной арматуры класса «А» герметичности затвора по ГОСТ 9544-2015, подземных емкостей и трубопроводов из сталей с повышенной коррозионной стойкостью, внешним и внутренним антикоррозионным покрытием.

- НДТ 4-5. Обеспечение предусмотренного давления на прокладки во фланцевых соединениях.

В рамках данной технологии предусмотрено применение качественного фланцевого оборудования, имеющего сертификат соответствия, сертифицированных прокладок высокого качества, соответствующих требованиям ГОСТ 12815-80.

- НДТ 6-3. Надлежащее осуществление эксплуатационных мероприятий.

Для реализации данной НДТ проектной документацией предусмотрены требования к квалификации обслуживающего персонала и оснащению его средствами индивидуальной защиты. Таким образом применение технологий, соответствующих наилучшим доступным технологиям, описанным в информационно-технических справочниках, позволяет повысить

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

надежность и энергоэффективность проектируемого объекта, обеспечивая при этом высокую степень защиты окружающей среды от вредного воздействия производственных процессов.

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

При обустройстве куста скважин № 34 предусмотрено применение современных технологий и оборудования, обеспечивающих минимальные потери углеводородного сырья, противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность объекта.

Состав проектируемого технологического оборудования на кусте скважин № 34 приведен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Состав проектируемого технологического оборудования куста скважин № 34

Наименование оборудования, (обозначение на технологической схеме)	Краткая характеристика	Количество
		Куст 34
Технологический блок групповой замерной установки АГЗУ-1,2	Блок-бокс	2
Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	Наружная установка	22
Емкость дренажная V=8,0 м <sup>3</sup> без насоса	Наружная установка	2
Блок напорной гребенки БГ-1,2	Блок-бокс	2

Способ добычи нефти из скважины – механизированный с помощью погружного электроцентробежного насоса (ЭЦН).

Проектом принята герметизированная однетрубная система совместного сбора нефти.

#### Описание технологической схемы куста №34.

Продукция от добывающих скважин – нефть, попутный нефтяной газ, пластовая вода – по герметизированной системе под рабочим давлением ( $P_{max} = 4,0$  МПа), температурой от 5 °С до 90 °С по индивидуальным трубопроводам поступает в технологический блок автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ-1, 2), где замеряется дебит скважин по жидкости и газу. Организация измерения продукции скважин соответствует ПНСТ 360-2019, переключение скважин на замер осуществляется по заданной программе или с пульта диспетчера. После технологического блока АГЗУ нефтегазоводяная смесь по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу DN150 транспортируется до точки подключения к существующей системе нефтегазосбора Западно-Зимнего месторождения.

На границе кустовой площадки возле обвалования со стороны куста скважин № 34 предусмотрена установка задвижки с электроприводом ЭЗ-1, срабатывающая по сигналам системы ПАЗ, согласно СП 231.1311500.2015.

В обвязке скважин предусмотрен обратный клапан во избежание обратного хода добываемой среды; блок электронагревателя взрывозащищенный (БЭВ) для обогрева фонтанной арматуры. На каждой добывающей скважине в обвязке устьевого арматуры предусмотрена запорная арматура с ручным управлением для возможности отключения

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

18

скважины.

Обвязка устьевого арматуры оборудуется необходимыми приборами для замера давления на выкидной линии скважины. Для замера давления в межколонном пространстве и на буфере скважины предусмотрены датчики давления и местные манометры.

Технологическими решениями предусматривается поддержание пластового давления путем закачки в пласт воды.

Все нагнетательные скважины в первоначальный период эксплуатации отрабатываются на нефть механизированным способом (ЭЦН) с подключением их к АГЗУ. После отработки, нагнетательные скважины будут переподключены к проектируемым блокам гребенок. Скважины, подлежащие переводу под нагнетание, оборудуются устьевого арматурой КШД 65х350, при переводе под нагнетание производится замена обвязки фонтанной арматуры.

На участках трубопроводов, после отработки на нефть, от замерной установки до точки врезки в высоконапорный водовод (перемычка) устанавливаются заглушки.

Согласно принятой технологической схеме для организации системы ППД куста скважин № 402 предусматривается поступление воды в систему ППД: по высоконапорному водоводу от БКНС Западно-Зимнего участка. Подача воды на кусте предусмотрена по схеме: водозаборная скважина либо высоконапорный водовод от сети ППД – блок напорной гребенки – высоконапорные водоводы - нагнетательные скважины.

Для замера количества закачиваемой в пласт воды, предусмотрен блок напорной гребенки, представляющий собой блок-бокс полной заводской готовности.

Для подачи ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины обвязкой предусмотрена система для ввода химического реагента (СВР), поставляемая комплектно с СУДР, устанавливаемая перед затрубной задвижкой фонтанной арматуры.

Для предотвращения замерзания жидкости в выкидных трубопроводах обвязки скважин, а также сохранения температурного режима перекачки предусмотрена тепловая изоляция надземных участков трубопроводов.

Для обслуживания фонтанной арматуры, а также для проведения ремонтных работ устья скважин оборудованы площадками обслуживания (лубликаторными площадками), из расчета одна площадка на 4 скважины.

Принципиальная технологическая схема куста скважин №34 представлена на чертежах 3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-001.

#### **Описание технологической схемы перевода скважин 1ПО, 2ПО, 3ПО, 8ПО в нагнетание.**

Все поисково-оценочные скважины 1ПО, 2ПО, 3ПО, 8ПО в первоначальный период эксплуатации отрабатываются на нефть механизированным способом (ЭЦН) с подключением их к АИУ существующих кустов № 1, 17, 3, 8 соответственно. Скважины, подлежащие переводу под нагнетание, оборудуются устьевого арматурой КШД 65х350, расходомером, обратным клапаном, при переводе под нагнетание производится замена обвязки фонтанной арматуры.

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

3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

19

После отработки, нагнетательная скважина 1ПО подключаются к существующему блоку гребенок на кусте №1. На участках трубопроводов, после отработки на нефть, от замерной установки до точки врезки в высоконапорный водовод (перемычка) устанавливаются заглушки. Скважины 2ПО, 3ПО, 8ПО подключаются к водоводам-коллекторам кустов скважин №17, 3, 8 с установкой запорной арматуры в месте подключения.

## 7.1 Техническая характеристика оборудования

### 7.1.1 Установка автоматизированная групповая замерная АГЗУ

Измерительная установка должна соответствовать типовым техническим требованиям на изготовление и поставку оборудования ТТТ -01.02-01 в.1 «Измерительная установка (ИУ) в блочном исполнении». В качестве измерительной установки принята установка ИУ(Б)-4,0-12-400-200-Д-В-Т-М-2-К-ХЛ1-БКУ-С0 по ТТТ -01.02-01 в.1.

Измерительные установки на кустах скважин включают в себя технологический, аппаратный блоки (станцию управления) и элементы жизнеобеспечения.

В состав технологического блока входят измерительный и распределительный модули.

Основным элементом измерительного модуля 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 отделения газа из жидкости, а также для осушки газа с помощью каплеотбойника, смонтированного в полости этой камеры. Нижняя камера, большего диаметра, служит для сбора стекающей из верхней камеры жидкости (водонефтяной смеси) и, в процессе отстоя, вторичного выделения газа из жидкости. При изготовлении, монтаже, наладке, техническом диагностировании и эксплуатации сепарационной емкости выполнены требования Приказа №536 от 15.12.2020 г «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением». Объем, методы и периодичность технических освидетельствований сепарационной емкости должны быть определены изготовителем и указаны в руководстве по эксплуатации.

Распределительный модуль представляет собой арматурный узел, основным элементом которого является автоматически управляемый переключатель скважин многоходовой (ПСМ), обеспечивающий поочередное подключение скважин к измерительному модулю. При помощи переключателя продукция одной из скважин направляется в сепаратор, а продукция остальных скважин направляется в общий нефтесборный коллектор.

Станция управления включает в себя блок измерений и обработки информации (БИОИ) и шкаф силовой.

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

Блок измерений и обработки информации станции управления производит обработку измерительной информации, поступающей от преобразователей расхода, давления и

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001



### 7.1.2 Блок напорной гребенки БГ-1,2

Блок напорной гребенки должен соответствовать типовым техническим требованиям на изготовление и поставку оборудования ТТТ-01.02-16 в.1 «Блок напорной гребенки в блочном исполнении». На кусте скважин № 34 приняты блоки гребенки БНГ-25-8-250-80-УХЛ1-7600x3000x2550-2-82-С0-2-1 по ТТТ-01.02-16 в.1.

Блоки напорной гребенки на кустах скважин предназначены для распределения и учета пластовой воды, закачиваемой в нагнетательные скважины системы поддержания пластового давления.

Блок напорной гребенки представляет собой блок-бокс полной заводской готовности, с системами отопления, вентиляции, освещения, охранной сигнализации, шкафом управления. На каждой линии подачи воды в скважину установлены счетчик воды, запорная арматура, манометр. На общем входном коллекторе установлен датчик давления.

Вид климатического исполнения установки по ГОСТ 15150-69 – ХЛ, категория размещения I.

Техническая характеристика блока гребенок приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4– Техническая характеристика блока гребенок

Наименование параметров	Значение
Транспортируемая среда	пластовая вода
Температура рабочей среды, °С,	плюс 5 ... плюс 50
Количество подключаемых скважин, шт.,	8
Условный проход, мм: подвод воды отвод воды	250/200 80
Давление условное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	25 (250)
Категория помещения по взрыво-, пожароопасности (СП 12.13130.2009)	Д
Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01-97	III
Класс конструктивной пожарной опасности СНиП 21-01-97	С0
Назначенный срок службы, лет	не менее 20 лет

### 7.1.3 Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР

Для защиты оборудования и трубопроводов от солеотложений предусматривается дозированная подача реагента в затрубное пространство скважин при помощи скважинной установки дозирования ингибитора солеотложения СУДР (одна установка на каждую добывающую скважину).

Конструктивно СУДР представляет собой металлический контейнер во взрывозащищенном исполнении с расположением внутри оборудованием и расходной емкостью. Блок управления расположен в приборном отсеке контейнера. Перекачивание жидкости происходит при помощи плунжерного дозировочного насоса, приводимого в действие

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

22

электрогидравлическим толкателем через рычажную систему. Регулирование производительности (дозировки) осуществляется количеством ходов электрогидротолкателя за единицу времени. В блоке СУДР предусмотрено регулирование давления в нагнетательной линии насоса при помощи датчика давления на выкиде (выключение насоса при превышении давления максимального давления, включение при снижении давления).

Закачка реагента в емкость технологическую производится через заливную горловину. Для подачи реагента в добывающие скважины используется система ввода химреагента типа СВР-1, поставляемая в комплекте с установкой. Система ввода химреагента состоит из трубопровода, корпуса с радиальным и осевым каналами, обратного клапана и присоединительных наконечников. Проникновение скважиной среды в дозировочную установку предотвращается с помощью обратных клапанов, установленных в устройстве ввода и на выходе дозировочного насоса.

Скважинная установка дозирования реагента выполнена в блочном взрывозащищенном исполнении, имеет сертификат соответствия и разрешение на применение.

Техническая характеристика скважинной установки дозирования реагента СУДР приведена в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Техническая характеристика скважинной установки дозирования реагента СУДР

Наименование показателя	Значение показателя
Производительность насоса-дозатора, л/час	0,01 – 0,2
Рабочее давление насоса-дозатора, МПа, не более	25,0
Объем технологической емкости, м <sup>3</sup>	0,4
Количество насосов-дозаторов	1 раб
Система ввода химреагента	1
Режим работы	Непрерывный
Максимальная потребляемая мощность, кВт	2,0
Температура дозируемого реагента, °С	От 5 до 60
Отопление	электрическое, взрывозащищенное
Климатическое исполнение	ХЛ1
Масса, кг	400
Назначенный срок службы, лет	не менее 20 лет

Ингибитор доставляется на кусты скважин специальным транспортным средством (автоцистерна). Закачка в расходную емкость СУДР производится при помощи насоса автоцистерны.

Дыхательная линия расходной емкости СУДР оснащена огнепреградителем. Прием дренажа с установки дозирования, а также аварийное опорожнение расходной емкости

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инов. №подл.

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

23

установки предусматривается в передвижную емкость объемом не менее 0,5 м<sup>3</sup> по герметичной дренажной системе.

#### 7.1.4 Емкость подземная дренажная

В качестве дренажной емкости в проекте применена емкость РГ-7,5х1400 из спиральновитой полтэтиленовой трубы, снабженную горловинами для обслуживания, к которым привариваются люки с запирающимися крышками.

Емкости V=7,5м<sup>3</sup> предназначены для аварийного опорожнения трубопроводов и оборудования блоков, и приема сброса с предохранительного клапана сепарационной емкости измерительной установки.

Откачка емкости предусмотрена передвижным насосом в автоцистерну.

Характеристика емкости подземной дренажной приведена в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Характеристика емкости подземной дренажной

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальный объем, м <sup>3</sup>	7,5
Давление рабочее, МПа	0,05
Диаметр, мм	1524
Длина, мм	5100
Климатическое исполнение	ХЛ
Назначенный срок службы, лет	
- емкости	не менее 20 лет
- насоса	не менее 20 лет

Пропарка емкостей дренажных при подготовке к ремонтным работам осуществляется через специальный трубопровод от штуцера емкости путем подключения ППУ к быстросъемному соединению (БРС). Трубопровод пропарки оснащен запорной арматурой для отключения емкости от ППУ по окончании работ.

На дыхательном трубопроводе емкости установлен огнепреградитель ОП-100, с целью защиты от проникновения огня (пламени или искры) в газовое пространство емкости.

Завод изготовитель в комплекте с емкостью предоставляет сертификаты соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности, и подтверждение соответствия оборудования требованиям Технологических регламентов.

#### 7.2 Технологические трубопроводы

К технологическим трубопроводам относятся выкидные трубопроводы от добывающих скважин до технологического блока замерной установки, выкидные трубопроводы от скважин до замерного и нефтегазосборного коллекторов, дренажные трубопроводы, трубопроводы сброса с предохранительных клапанов, нефтегазосборный трубопровод от технологического блока замерной установки до границы кустовой площадки, трубопроводы реагента, водоводы в пределах кустовой площадки.

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

24

На кустовых площадках предусматривается преимущественно подземная прокладка трубопроводов, трубопроводы реагентов прокладываются надземно, на опорах.

Подземные участки дренажных трубопроводов принять из стальных бесшовных горячедеформированных труб с наружным трехслойным заводским покрытием на основе экструдированного полиэтилена из стали класса прочности K52, группа исполнения - 4.

Подземные участки выкидных трубопроводов и нефтегазосборных трубопроводов принять из стальных бесшовных горячедеформированных труб с наружным трехслойным заводским покрытием на основе экструдированного полиэтилена и внутренним двухслойным антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных композиций из стали класса прочности K52, группа исполнения - 4.

Подземные участки высоконапорных водоводов принять из стальных бесшовных горячедеформированных труб с наружным трехслойным заводским покрытием на основе экструдированного полиэтилена из стали класса прочности K52, группа исполнения - 4.

Надземные участки дренажных трубопроводов, трубопроводов сброса с СППК, линии откачки из дренажных емкостей принять из стальных бесшовных горячедеформированных труб из стали класса прочности K52, группа исполнения 4 в тепловой изоляции.

Надземные участки высоконапорных водоводов, принять из стальных бесшовных горячедеформированных труб из стали класса прочности K52, группа исполнения 4 в тепловой изоляции с электрообогревом.

Надземные участки выкидных трубопроводов, принять из стальных бесшовных горячедеформированных труб с внутренним двухслойным антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных композиций из стали класса прочности K52, группа исполнения 4.

Для надземных участков трубопроводов подачи реагента принят медный трубопровод, поставляемый в комплекте с установкой дозирования реагента.

Соединительные детали трубопроводов применены сварные приварные из сталей, аналогичных материалу труб. Для трубопроводов с заводским покрытием применены детали с полным заводским антикоррозионным покрытием.

Трубопроводная продукция соответствует требованиям ТТТ-01.02.04-01 в.2 «Трубная продукция, в том числе с внутренней и наружной изоляцией», соединительные детали – ТТТ 01.02.04-02 «Соединительные детали трубопроводов».

Исходные данные и расчет скорости газожидкостной смеси для обоснования диаметров трубопроводов приведены в таблице 7.6.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

25

Таблица 7.6 – Исходные данные и расчет скорости газожидкостной смеси для обоснования диаметров трубопроводов

Назначение трубопровода	Диаметр трубопровода, мм	Скорость газожидкостной смеси, м/с	Рекомендуемая скорость, м/с
1	3	4	5
куст скважин № 34			
Нефтегазосборный трубопровод-коллектор(НС)	159x8	0,95	≤ 3,0
Выкидные трубопроводы (Н)	89x10	0,50	≤ 3,0
Высоконапорный водовод-коллектор (ВВ)	219x18	1,85	≤ 3,0
Высоконапорный водовод к нагнетательной скважине (В1)	89x10	0,93	≤ 3,0
Водовод от водозаборной скважины (В0)	114x12	1,82	≤ 3,0
скв. 1ПО			
Высоконапорный водовод к нагнетательной скважине (В1)	168x14	0,3	≤ 3,0
скв. 2ПО			
Высоконапорный водовод к нагнетательной скважине (В1)	89x10	0,7	≤ 3,0
скв. 3ПО			
Высоконапорный водовод к нагнетательной скважине (В1)	114x12	0,6	≤ 3,0
скв. 8ПО			
Высоконапорный водовод к нагнетательной скважине (В1)	114x12	0,6	≤ 3,0

Расчетная толщина стенки технологических трубопроводов определяется по формулам согласно ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».

Расчет толщины стенки технологических трубопроводов выполнен по ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические, нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

$$s = \frac{|P| \cdot D}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + |P|} + c_1 + c_2, \quad (1)$$

где  $|P|$  – рабочее давление среды, МПа;

$D$  – наружный диаметр трубопровода, мм;

$\varphi_y$  – коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении, для бесшовных труб,  $\varphi_y = 1$ ;

$[\sigma]$  – допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа;

$\sigma_t$  – нормативный предел текучести, для сталей 13ХФА – 355 МПа, для сталей 10Г2 – 265 МПа;

$c_1$  – минусовой допуск на толщину стенки трубы, %;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

26



Диаметр трубопровода а мм	Исходные данные для расчета:						Расчетная толщина стенки		Принятая толщина стенки, мм
	$P_{расч.}$ , МПа	Марка стали	$R_2^H(\sigma_{тек.})$ , МПа	$\sigma_{время}$ , МПа	$C_1$ , %	$C_2$ , мм	без учета прибавки на коррозию, мм	с учетом прибавки на коррозию, мм	
Куст № 34									
219	25	(K52)	355	510	15	1,5	12,16	15,99	18,0
Высоконапорный водовод от водозаборной скважины (ВВ0)									
114	25	(K52)	355	510	15	1,5	6,33	9,28	12,0
Высоконапорный водовод до нагнетательной скважины (ВВ1)									
89	25	(K52)	355	510	15	1,5	4,94	7,19	10,0

Характеристика технологических трубопроводов, категории и группы трубопроводов и величина испытательного давления приняты в соответствии с ГОСТ 32569-2013 п.5.1, п.13.2.1 и приведены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Характеристика технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	$P_{раб}$ $P_{рас}$ МПа	Траб Трас °С	Категория и группа трубопровода	Давление испытания (Рисп.), МПа		
				Прочность (гидравлич, пневматич.)	Плотность (гидравлич, пневматич)	Герметичность (пневмат.)
Выкидной трубопровод и трубопровод отработки нагнетательной скважины на нефть (Н)	$\frac{4,0}{4,0}$	$\frac{5-40}{90}$	I, гр.А(б)	5,72	4,0	2,5
Высоконапорный водовод ВВ1*: – в период отработки на нефть; – в период нагнетания	$\frac{4,0}{4,0}$	$\frac{5-40}{90}$	I, гр.А(б)	5,72	4,0	2,5
	$\frac{23,0}{25,0}$	$\frac{5-40}{90}$	I, гр.В	35,75	25,0	-
Нефтегазосборный коллектор (НС)	$\frac{2,5}{4,0}$	$\frac{5-40}{90}$	I, гр.А(б)	5,72	4,0	2,5
Высоконапорный водовод от водозаборной скважины (ВВ0)	$\frac{23,0}{25,0}$	$\frac{5-40}{90}$	I, гр.В	35,75	25,0	-
Высоконапорный водовод из сети ППД (ВВ)	$\frac{23,0}{25,0}$	$\frac{5-40}{90}$	I, гр.В	35,75	25,0	-
Трубопровод сброса с предохранительного клапана АГЗУ (Сп)	Атм. 0,07	$\frac{5-40}{90}$	II, гр.Б(а)	0,2	0,07	0,07
Трубопровод дренажа с оборудования (Д)	Атм. 0,07	$\frac{5-40}{90}$	II, гр.А(б)	0,2	0,07	0,07

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

28

Изм. Кол.уч. Лист №док Подп. Дата



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 течении не менее 30 мин. Затем давление необходимо уменьшать до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Во время этого осмотра на трубопроводе должны отсутствовать следы пластической деформации.

Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений. После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе должны быть открыты и трубопровод должен быть полностью освобожден от воды через соответствующие дренажи.

При заполнении трубопровода водой воздух должен быть удален полностью. При испытании не допускается обстукивание стальных трубопроводов. Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не выявлены разрывы, видимые деформации, падение давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружены течи и запотевания.

Все трубопроводы групп А, Б(а), Б(б), помимо обычных испытаний на прочность и плотность, должны подвергаться дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания. Дополнительное испытание на герметичность производится давлением, равным рабочему. Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,2 % за час для трубопроводов группы Б(а) и не более 0,1 % за час для трубопроводов группы А.

По окончании монтажа и испытания трубопроводов на прочность и плотность необходимо провести промывку и продувку трубопроводов с целью очистки внутренней поверхности от механических загрязнений или удаления влаги, работу необходимо выполнить в период пусконаладочных работ. Промываемый или продуваемый трубопровод должен быть отсоединен от других трубопроводов заглушками.

Промывку трубопроводов необходимо производить при скорости воды в трубопроводе 1-1,5 м/с до устойчивого появления чистой воды из выходного патрубка или спускного устройства, диаметр которых должен быть не менее 50 % сечения промываемого трубопровода. Промывку ведут в 3-4 этапа с перерывами. Каждый этап промывки осуществляют в течение 10-15 мин. По окончании промывки трубопроводы должны быть полностью опорожнены и продуты сжатым воздухом. Продувка трубопроводов воздухом

Изм. №	Изм. №
Подп. и дата	Изм. №
Изм. №	Изм. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

30

должна производиться под давлением, равным рабочему. Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин.

Во время промывки обстукивают те участки трубопровода, где возможна задержка загрязнений (переходы, отводы и др.). После окончания промывки или продувки следует восстановить проектную схему трубопровода, демонтировать временный промывочный трубопровод, осмотреть и очистить арматуру, установленную на спускных линиях и тупиках. Монтажные шайбы, временно установленные в контрольно-измерительных приборах, должны быть вынуты и заменены диафрагмами.

Перед началом продувки и испытания трубопровода воздухом должны быть определены и обозначены знаками опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время данных работ. Зоны безопасности при пневматических и гидравлических испытаниях трубопроводов определены в соответствии с Приложением №7 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и представлены в таблицах 7.9 и 7.10.

Таблица 7.9 – Зоны безопасности при пневматических испытаниях трубопроводов

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня, м	Радиус опасной зоны при испытании в обе стороны от трубопровода, м
До 300	40	600	100

Таблица 7.10 – Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
100-300	75	600

### 7.2.1 Прокладка трубопроводов

В пределах кустовой площадки принята подземная прокладка нефтепроводов и водоводов, трубопровод реагента прокладывается надземно на несгораемых опорах.

Прокладка трубопроводов обеспечивает возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов и защиту от повреждений благодаря отводам.

Прокладка трубопроводов по территории кустовой площадки выполнена преимущественно в подземном исполнении на глубине не менее 2,6 м от отсыпанной поверхности территории куста. Глубина прокладки трубопроводов принята из условия не промерзания трубопроводов. Согласно отчету по инженерным изысканиям глубина промерзания для суглинков – 2,0 м, песков – 2,43 м.

В месте пересечения с внутривысотным проездом на кустовой площадке участки трубопроводов заключены в защитные футляры, концы которых выведены от обочины дороги

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

31

не менее чем на 2 м в соответствии с ГОСТ 32569-2013 (п. 10.1.28). Глубина заложения от полотна автодороги до верхней образующей кожуха принята не менее 0,6 м (в соответствии с п.6.12а СП 18.13330.2011). На обоих концах футляров предусмотрены уплотнения, обеспечивающие герметичность межтрубного пространства в целях охраны окружающей среды.

Техническая характеристика защитных футляров приведена в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Характеристика защитных футляров технологических трубопроводов

Технологические трубопроводы	Диаметр защитного футляра, мм	Материал защитного футляра
Нефтегазосборный коллектор (НС)	DN400	трубы стальные электросварные по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80, материал защитного футляра сталь гр.2
Трубопровод дренажа (Д)	DN350	
Высоконапорный водовод-коллектор (ВВ)	DN350	

### 7.2.2Сварка

Требования к устройству, монтажу и сварке трубопроводов принимаются в соответствии с ГОСТ 32569-2013 (разделы 10, 11, 12).

Монтаж трубопроводов на площадке производить в соответствии с ГОСТ 32569-2013. Перед проведением строительно-монтажных работ необходимо осуществлять входной контроль качества материалов, труб, деталей трубопроводов и арматуры. Требования к материалам деталей трубопроводов, крепежным изделиям, фасонным деталям приняты в соответствии с ГОСТ 32569-2013.

Сварку трубопроводов и их элементов, подготовку кромок под сварку, контроль качества сварного шва и объем контроля производить в соответствии с ГОСТ 32569-2013. Сварочные материалы должны иметь сертификаты и удовлетворять требованиям государственных стандартов и технических условий. При сварке и контроле качества сварных стыков труб следует руководствоваться требованиями ГОСТ 32569-2013, РД 39-132-94.

В соответствии с ГОСТ 32569-2013 в зависимости от категорий трубопроводов сварные соединения подвергнуть контролю качества физическими методами. Объем контроля ультразвуковым или радиографическим методами в процентах (%) от общего числа принимается по табл. 12.3 ГОСТ 32569-2013 и соответствует в % от общего числа сваренных каждым сварщиком (но не менее одного) стыков.

Категория и объем контроля сварных стыков трубопроводов приведены в таблице 7.11.

Качество сварных работ достигается:

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

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

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

Сварочное оборудование, применяемое на опасных производственных объектах, должно быть аттестовано согласно РД 03-614-03. Технология выполнения сварки должна быть аттестована согласно РД 03-615-03.

Таблица 7.11 - Категория и объем контроля сварных стыков трубопроводов

8 Наименование трубопровода	P <sub>раб</sub> , МПа	Категория и группа трубопровода	Контроль сварных швов, %
Нефтегазосборный коллектор (НС)	4,0	I, гр. А(б)	20
Выкидной трубопровод и трубопровод отработки нагнетательной скважины на нефть (Н)	4,0	I, гр. А(б)	20
Высоконапорный водовод (ВВ1)	21,0	I, гр. В	100
Высоконапорный водовод из системы ППД (ВВ)	21,0	I, гр. В	100
Трубопровод сброса с предохранительного клапана (Сп)	Атм.	II, гр. Б(а)	10
Трубопровод дренажа (Д)	Атм.	II, гр. А(б)	10
Трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО)	0,1	II, гр. А(б)	10

#### 8.1.13 Защита оборудования и трубопроводов от коррозии. Теплоизоляция

Проектными решениями по защите трубопроводов кустов скважин от коррозии являются:

- защита наружных поверхностей технологических трубопроводов (состав покрытия см. ниже).

От внутренней коррозии трубопроводов предусмотрено:

- применение материала труб, обладающего высокой степенью защиты против коррозии, т.е. повышенной коррозионной стойкости, а также внутреннего заводского покрытия для нефтегазосборных, выкидных трубопроводов, высоконапорных водоводов;

- выбор толщины стенки трубы с учетом прибавки на компенсацию коррозионного износа (0,1-0,2 мм/год для среднеагрессивных сред);

- проведение ревизий технического состояния трубопроводов;

- проведение периодических (гидравлических) испытаний трубопроводов на прочность и плотность.

В качестве антикоррозионного покрытия надземных трубопроводов применить окраску:

- двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-75\* по одному слою грунтовки ГФ-021 ГОСТ 25129-82\* для не теплоизолируемых трубопроводов;

- двумя слоями грунтовки ГФ-021 ГОСТ 25129-82\* для теплоизолируемых трубопроводов.

С целью быстрого определения содержимого трубопроводов и облегчения управления производственными процессами, а также обеспечения безопасности труда, на покровный слой теплоизоляции и не теплоизолируемые трубопроводы нанести опознавательную окраску, предупреждающие знаки и маркировочные щитки трубопроводов в соответствии с ГОСТ 14202-

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

33

69\* «Трубопроводы промышленных предприятий. Оознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

Для наружной поверхности защитных футляров и подземных дренажных трубопроводов от почвенной коррозии принята антикоррозионная ленточно-полимерная изоляция усиленного типа:

- один слой грунтовки, изоляционная лента в два слоя с наружной оберткой в один слой.

Конструкцию изоляции принять по ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».

Для компенсации тепловых потерь, защиты от замерзания и поддержания температуры продуктов проектной документацией предусмотрена тепловая изоляция надземных участков нефтяных трубопроводов. На надземных участках проектируемых водоводов предусмотрена теплоизоляция с электрообогревом.

Конструкция теплоизоляции принята согласно требованиям СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».

Надземные участки трубопроводов и арматура теплоизолируются:

- трубопроводы Ду 50, 80, 100, 150, 200 мм – матами минераловатными прошивными по ГОСТ 21880-2011 толщиной 50 мм;

Покровный слой поверх теплоизоляции – сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-80 толщиной 0,5 мм.

При переходе от надземной прокладки к подземной теплоизоляция должна быть нанесена на 0,5 м ниже поверхности земли с гидроизоляцией изоляционной лентой.

Предусмотрен обогрев затрубной линии с установкой блока электронагревателей взрывозащищенного (БЭВ) с сетями электроснабжения на каждой скважине.

## 8.2 Запорная арматура

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

Материал арматуры для трубопроводов выбран в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды и требований нормативно-технической документации. Применяемая трубопроводная арматура соответствует требованиям безопасности к промышленной трубопроводной арматуре.

Проектом предусмотрены задвижки с фланцевым присоединением к трубопроводам, управление задвижками ручное.

Запорная арматура, расположенная на трубопроводах, имеет класс «А» герметичности затвора по ГОСТ 9544-2015.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

34

Климатическое исполнение арматуры, расположенной на открытом воздухе – ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

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.

Принятый к установке тип запорной арматуры представлен в таблице 7.12.

Арматура на трубопроводах размещается группами, что обеспечивает возможность ее нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта.

Срок службы запорной арматуры принят согласно данным, указанным в паспортах заводов-изготовителей, гарантируется при условии соблюдения параметров эксплуатации и составляет не менее 20 лет.

Таблица 7.12 – Принятый к установке тип запорной арматуры

Наименование трубопровода	Условный диаметр, DN	Условное давление, МПа	Обозначение запорной арматуры
1	2	3	4
Нефтегазосборный коллектор (НС)	150, 200	4,0	Задвижка стальная клиновая с электроприводом в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – газодонефтяная смесь. Климатическое исполнение – ХЛ1 ЗК(НГВ)150лс4,0м/А-Ф-Г4К52-ХЛ1 (ЭЛ) Маркировка привода по взрывозащите по ГОСТ 30852.0-2002 - 1ExdIIAT3
	80	4,0	Клапан обратный фланцевый в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – газодонефтяная смесь. Климатическое исполнение – ХЛ1
	150, 200	4,0	Задвижка стальная клиновая фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – газодонефтяная смесь. Климатическое исполнение – ХЛ1
Высоконапорный водовод из сети ППД (ВВ)	150, 200	25,0	Задвижка стальная клиновая фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора "А". Среда - вода. Климатическое исполнение - ХЛ1
	50	25,0	Клапан запорный фланцевый в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора "А". Среда – вода. Климатическое исполнение - ХЛ1
Высоконапорный водовод от ВЗ скважины (В0)	100	25,0	Задвижка стальная клиновая фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора "А". Среда - вода. Климатическое исполнение - ХЛ1
	100	25,0	Клапан обратный фланцевый в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инов. №подл.

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

35

Изм. Кол.уч. Лист №док Подп. Дата

						Класс герметичности затвора «А». Среда – вода. Климатическое исполнение – ХЛ1		
						20	4,0	Клапан запорный фланцевый в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора "А". Среда – вода. Климатическое исполнение - ХЛ1
Высоконапорный водовод к нагнетательной скважине (В1)						Задвижка стальная клиновья фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – вода. Климатическое исполнение – ХЛ1		
						20	4,0	Клапан запорный фланцевый в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора "А". Среда – вода. Климатическое исполнение - ХЛ1
						65	35,0	Кран шаровой дроссельный в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора "А". Среда - вода. Климатическое исполнение - ХЛ1;
Выкидной трубопровод (Н)						Задвижка стальная клиновья фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – нефтегазоводяная смесь. Климатическое исполнение – ХЛ1		
						80	4,0	Кран трехходовой с электроприводом в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – газоводонефтяная смесь. Климатическое исполнение – ХЛ1
						80	4,0	Клапан обратный устьевой незамерзающий в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – нефтегазоводяная смесь. Климатическое исполнение – ХЛ1
						20	4,0	Клапан запорный фланцевый в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора "А". Среда – нефтегазоводяная смесь. Климатическое исполнение - ХЛ1
Замерной коллектор нефти (НЗ)						Задвижка стальная клиновья фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – нефтегазоводяная смесь. Климатическое исполнение – ХЛ1		
						80	4,0	Клапан обратный фланцевый в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – газоводонефтяная смесь. Климатическое исполнение – ХЛ1
Трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО1)						Задвижка стальная клиновья фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – газоводонефтяная смесь. Климатическое исполнение – ХЛ1		
						80	4,0	Клапан обратный фланцевый в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – газоводонефтяная смесь. Климатическое исполнение

Индв. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

36

			– ХЛ1
Трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО2,ЛО3)	80	1,6	Задвижка стальная клиновья фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – газоводонефтяная смесь. Климатическое исполнение – ХЛ1
Трубопровод пропарки (П)	50	1,6	Задвижка стальная клиновья фланцевая в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Класс герметичности затвора «А». Среда – пар. Климатическое исполнение – ХЛ1

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.

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

Вся арматура размещается в местах, удобных для монтажа, ремонта и обслуживания.

### 8.3 Оознавательная окраска

Оознавательная окраска проектируемых объектов и трубопроводов выполняется согласно требованиям ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Оознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки» и внутренних требований ООО «Газпромнефть-Хантос».

Оознавательная окраска нефтегазосборных трубопроводов, выкидных трубопроводов и трубопроводов дренажа – светло-серый цвет.

Оознавательная окраска фланцевых соединений, штурвалов арматуры – красный цвет.

Стрелка направления потока жидкости (газа) – красный цвет.

Оознавательную окраску трубопроводов следует выполнять сплошной по всей поверхности или отдельными участками.

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

Для обозначения трубопроводов с взрывоопасными, огнеопасными веществами дополнительно к цветным предупреждающим кольцам должны применяться предупреждающие знаки, которые должны иметь форму треугольника.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

37

Направление потока вещества, транспортируемого по трубопроводу, должно указываться стрелками, наносимыми непосредственно на трубопровод (изоляция трубопровода).

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

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

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

Наружную покраску всего проектируемого технологического оборудования произвести в соответствии с методическими указаниями Заказчика.

#### 8.4 Срок эксплуатации оборудования и сооружений

На проектируемых кустах скважин предусмотрено применение комплектного оборудования, имеющее сертификаты соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности, и подтверждение соответствия оборудования требованиям Технологических регламентов Таможенного Союза.

Срок службы применяемого оборудования на кустах составляет не менее 20 лет.

Вся запорная арматура, применяемая в проекте, соответствует классу герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015. Климатическое исполнение арматуры ХЛ1. Срок службы применяемой трубопроводной арматуры составляет 20 лет.

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

$$\tau = \frac{s - \max(s_R; s_{отб})}{v_{ср}}, \quad (3)$$

где  $s$  – номинальная начальная толщина стенки трубы, мм,

$s_R$  – расчетная толщина стенки трубы, мм,

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

Если расчетная толщина стенки трубы окажется меньше ее отбраковочного размера, то в формуле расчетная толщина стенки заменяется на отбраковочную.

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

Согласно формулам, приведенным в ГОСТ 32569-2013 (п.5.5.3), величина минимально допустимой толщины стенки трубы  $\delta_{отб}$  определяется по формуле:

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

$$S_{отб} = \max(S_R + c_1; S_{min}); \quad (4)$$

где  $S_{отб}$  – толщина стенки трубы или детали трубопровода, м, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации;

$S_R$  – расчетные толщины стенок труб и соединительных деталей, мм;

$c_1$  – прибавка для компенсации минусового допуска и утонения стенки при технологических операциях, мм;

$S_{min}$  – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации.

После этого производится сравнение определенного срока службы с приложением Д ГОСТ 32388-2013 (п.Д3), согласно которому указанное в проектной документации значение назначенного ресурса трубопровода не должно превышать 20 лет.

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

Результат расчета приведен в таблице 7.13.

Таблица 7.13 – Срок службы технологических трубопроводов

Диаметр и толщина стенки, мм	Расчет. давл., $P_{расч}$ , МПа	Отбраковочная толщина стенки трубопровода, мм	Скорость коррозии, мм/год	Срок службы трубопровода, лет	
				Расчетный	Проектный назначенный
Выкидной трубопровод и трубопровод отработки нагнетательной скважины на нефть (Н)					
89x10	4,0	2,9	0,2	35,5	20,0
Нефтегазосборный коллектор (НС)					
159x8	4,0	3,9	0,2	20,5	20,0
Трубопровод сброса с предохранительного клапана АГЗУ (Сп)					
89x6	0,07	2,0	0,1	30	20,0
Трубопроводы дренажные (Д)					
57x4	0,07	1,5	0,1	20	20,0
89x6	0,07	2,0	0,1	30	20,0
114x6	0,07	2,0	0,1	30	20,0
Трубопровод откачки из дренажной емкости (ЛО)					
89x6	0,2	2,0	0,1	30	20,0
Высоконапорный водовод (ВВ1)					
89x10	25	7,19	0,1	28,1	20,0
Высоконапорный водовод-коллектор (ВВ)					
114x12	25	8,78	0,1	32,2	20,0
219x18	25	15,99	0,1	20,1	20,0
Высоконапорный водовод скв. 1ПО, 2ПО, 3ПО, 8ПО					
168x14	25	10,7	0,1	33	20,0
89x10	25	7,19	0,1	28,1	20,0
114x12	25	8,78	0,1	32,2	20,0

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

Вспомогательное оборудование требуется при производстве строительного-монтажных и ремонтных работ.

Все строительного-монтажные работы на проектируемом объекте осуществляются без применения стационарного грузоподъемного оборудования. Для выполнения ремонтных работ по замене наружного оборудования, арматуры, труб или других устройств применяются автомобильные краны.

Потребность в строительных машинах и механизмах определена в целом по строительству на основании физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин, имеющихся в строительного-монтажных организациях генподрядчика. Количество, тип оборудования, транспортных средств и механизмов, использованных в строительстве приведены в разделе «Проект организации строительства». Принятые марки машин не являются строго обязательными и могут быть заменены другими, имеющимися у подрядчика, с аналогичными характеристиками.

Инов. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата				



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

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют п. 349 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и обеспечивают безопасную для жизни людей эксплуатацию объектов проектирования, при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий, общих правил техники безопасности и инструкций по технике безопасности, соответствующих каждой профессии.

С целью обеспечения безопасных условий труда и производства в проектной документации предусматриваются следующие мероприятия:

- весь производственный процесс на площадках автоматизирован, управление производством осуществляется автоматически или дистанционно из помещения операторной;

- при остановке оборудования на ремонт жидкость из аппаратов и оборудования сливается в дренажные емкости. Аппараты и емкости пропариваются до достижения в них концентраций вредных веществ, не превышающих предельно допустимых, согласно требованиям санитарных норм;

- все оборудование снабжено площадками обслуживания, огражденными перилами, и лестницами для свободного и безопасного доступа обслуживающего персонала к арматуре и приборам КИП; в целях безопасности при обслуживании в условиях низких температур настил площадок и ступеней лестниц принят из просечно-вытяжной стали;

- опорные строительные конструкции для надземных трубопроводов выполнены из негорюемых материалов;

- способ размещения технологического оборудования с легковоспламеняющимися жидкостями исключает возможность растекания проливов за пределы площадок (устройство бордюров площадок);

- вся аппаратура и трубопроводы герметичны, пропуски газов и течи жидкостей немедленно устраняются;

- класс герметичности запорной арматуры А по ГОСТ 9544-2015, климатическое исполнение ХЛ1 по ГОСТ 15150-69;

- конструкции и материалы эксплуатируемого оборудования и трубопроводов рассчитаны на обеспечение их прочности в рабочем диапазоне температур и давлений, а также на обеспечение их коррозионной стойкости к рабочей среде;

- эксплуатация аппаратов, оборудования и трубопроводов осуществляется при параметрах, не выходящих за пределы технических условий или паспортов;

- выбор толщины стенок трубопроводов, больше, чем расчетные;

- контроль сварных стыков;

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

42

- испытание трубопроводов после строительства и периодические испытания в процессе эксплуатации;
- установка опознавательных знаков;
- молниезащита и заземление;
- отключение кустовой площадки от нефтесборной сети месторождения запорной арматурой с дистанционным управлением по сигналам системы ПАЗ;
- категории взрывоопасных и пожароопасных зон в помещениях и наружных площадках установки, категории и группы взрывоопасных смесей приняты по СП 12.13130.2009;
- границы взрывоопасных зон определены согласно ПУЭ, ГОСТ 30852.11-2002 и федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

При выполнении погрузо-разгрузочных работ необходимо строго соблюдать принятую технологию переноса грузов и требования безопасности, изложенные в соответствующих инструкциях. Не допускается применять способы, ведущие к нарушению безопасности.

Рабочие, выполняющие погрузо-разгрузочные и складские работы, должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты.

Использование грузозахватных устройств, создающих опасность повреждения груза, тары или падения груза, не допускается.

Грузоподъемные машины, съемные грузозахватные приспособления и тара, не прошедшие технического освидетельствования, к работе не допускаются.

В зоне действия грузоподъемных средств не должно быть неисправных и с истекшим сроком службы грузозахватных приспособлений.

Перед началом работы с кранами необходимо проверить исправность действия тормозов, каретки, а также ограничителя подъема.

Стропальщик перед началом работы обязан осмотреть навешиваемые на крюк крана грузозахватные приспособления, проверить их исправность и допуск к работе.

В проектной документации применены трубы повышенной надежности, коррозионной стойкости и хладостойкости, с повышенными прочностными характеристиками.

Запорная арматура предусмотрена проектной документацией в соответствии с физико-химической характеристикой транспортируемой среды и климатическими условиями эксплуатации.

Дистанционно управляемая запорная арматура на трубопроводах имеет управление от устройств (кнопок) как с пульта управления, так и от устройств, размещаемых по месту. В помещении управления должен подаваться сигнал о конечном положении арматуры («открыто-закрыто»).

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

3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Изготовители арматуры должны иметь Сертификаты соответствия государственным стандартам России, арматура должна соответствовать технологическому регламенту, утвержденному Таможенным Союзом.

Герметичность затворов всей применяемой арматуры должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544-2015.

Срок службы применяемой трубопроводной арматуры составляет не менее 20 лет.

Заказчик должен контролировать качество поступающих труб, фасонных деталей и арматуры.

Сварные стыки трубопроводов всех категорий подлежат контролю физическими методами.

После монтажа все трубопроводы подвергаются испытанию на прочность и плотность; трубопроводы групп А и Б подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность.

Технологические трубопроводы и арматура окрашиваются опознавательной краской. На трубопроводы наносятся стрелки, указывающие направление движения транспортируемой среды.

В местах опасности на проектируемых объектах производится установка соответствующих знаков опасности в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная».

Все транспортные средства должны быть пригодны к использованию и поддерживаться в безопасном рабочем состоянии. Выхлопные трубы автомобилей, обслуживающих объекты, на территории которых возможно загазовывание углеводородами, должны оборудоваться искрогасителями.

Планировка и оснащение рабочих мест должны быть выполнены с учетом организации наиболее удобных и безопасных условий труда при монтаже, обслуживании и ремонте оборудования: использование дверей, размеры и расположение которых позволяют обслуживающему персоналу беспрепятственно входить в машинные залы, а в экстренном случае – покинуть его. Проходы, площадки должны иметь достаточную ширину и площадь, обеспечивая тем самым свободу передвижения работающего персонала в процессе выполнения работ. Пути эвакуации должны иметь достаточную освещенность для проведения эвакуационных мероприятий.

Расстояния между сооружениями определены из условий, необходимых для нормальной эксплуатации проектируемых объектов, с соблюдением требований следующих нормативных документов: Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ, СП 18.13330.2011, СП 37.13330.2012, СП 231.1311500.2015, ПУЭ (глава 4.1, седьмое издание), Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

**11 Сведения о наличии сертификатов соответствия требований промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств**

Все технические устройства, оборудование, трубы, изделия, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников соответствуют требованиям Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ст. 7), Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ (ст. 20), технических регламентов ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2011.

При поставке оборудования, труб, деталей трубопроводов и арматуры организацией-поставщиком наравне с технической документацией на каждый тип оборудования и труб, деталей трубопроводов и арматуры должны быть представлены сертификаты соответствия, а также документы о соответствии продукции регламенту, утвержденному Таможенным Союзом.

Конкретные поставщики оборудования определяются тендером.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Лист
							45
Иньв. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

## 12 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, число рабочих мест и их оснащенность

Проектируемые объекты не требуют постоянного присутствия персонала. Обслуживание кустовых площадок и проектируемых трубопроводов осуществляется существующим персоналом бригад добычи нефти и газа Западно-Зимнего участка.

Определение численности, профессионально-квалификационного состава работающих выполняется с учетом количества рабочих мест, сфер обслуживания, сменности производства, а также условий труда и планируемой подмены на невыходы работающих.

Профессионально-квалификационный состав персонала, для обслуживания оборудования проектируемого объекта, определен согласно Общероссийского классификатора профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов ОК 016-94, с учетом специфики производства, в соответствии с ЕТКС, выпуском 06.

Расчет численности рабочих профессий обслуживающих объекты кустов скважин произведён согласно «Нормативам численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», ВНИИОЭНГ, Москва, с учетом двухсменного режима работы по 11 часов в каждой смене, а также с учетом количества обслуживаемого оборудования, уровня автоматизации и телемеханизации производств. Увеличение численности персонала проектом не предусмотрено.

При расчете численности принят круглосуточный, 2-х сменный режим работы персонала.

В таблице 11.1 приведены сведения о численном и профессионально – квалификационном составе обслуживающего персонала с учетом сменности производства и с учетом коэффициента перехода от явочной численности к списочной, с указанием группы производственного процесса.

Численность персонала рассчитана на выполнение оперативного, технического обслуживания и ремонта всех типов оборудования и устройств, установленных на проектируемых объектах.

Профилактическое обслуживание и ремонт технологического оборудования, электрооборудования, приборов КИП, средств связи осуществляется как персоналом обслуживающих объекты цехов добычи нефти и газа, так и предприятиями сервисного обслуживания.

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

						3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		46

Таблица 11.1 – Численный и профессионально квалификационный состав обслуживающего персонала куста скважин

Профессия (должность) работающего	Группа производственного процесса	Количество работающих на кусте		Примечание
		Всего	В том числе в максимальную смену	
Оператор по добычи нефти и газа (5 разряд)	2г, 1б	2	1	11+1 часов
Оператор по поддержанию пластового давления (5 разряд)	2г, 1б	2	1	11+1 часов
Слесарь - ремонтник	2г, 1б	-	-	По заявке
Слесарь КИП и А	2г, 1б	-	-	По заявке
Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	2г, 1б	-	-	По заявке

Доставка обслуживающего персонала между вахтами осуществляется автотранспортом подрядной организации из г. Ханты-Мансийск.

Своевременное и качественное выполнение производственных заданий в значительной степени зависит от принятого метода обслуживания объекта, режима труда и отдыха эксплуатационного и обслуживающего персонала.

Режим работы персонала – круглосуточный, посменный, количество смен – 2, смена – 11 часов в сутки. В течение рабочей смены работнику предоставляется перерыв для отдыха и питания, который не может быть более двух часов и менее 30 минут. Конкретная продолжительность такого перерыва устанавливается правилами внутреннего трудового распорядка.

Предусматривается применение вахтового метода организации работ (15-ти дневная вахта, с 11-ти часовым рабочим днем). Для обеспечения нормальной продолжительности рабочего времени предусмотрены вахтовые выходные дни через каждые 6 дней вахты и дополнительные 2 межвахтовых выходных дня согласно Трудовому кодексу РФ.

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

Согласно ст. 91 Трудового кодекса РФ от 30.12.2001 №197-ФЗ годовой режим работы и отдыха обеспечивается выполнением суточных и месячных режимов. При нормальной продолжительности рабочего времени (не более 40 часов в неделю при пятидневной рабочей неделе) переработка при вахтовом методе составляет 11 дней в год. Для компенсации этого времени работникам предоставляются дополнительные дни отпуска.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

47

Административно-управленческий персонал и персонал вспомогательных служб работает также вахтовым методом, в одну смену.

Местом проживания персонала, обслуживающего проектируемые объекты является вахтовый поселок на ОБП (опорной базе промысла) Западно-Зимнего месторождения. Общежитие, где размещается персонал, обеспечено водо- и газоснабжением, теплом и электричеством. В вахтовом поселке имеется здание административно-бытового комплекса, где оборудованы гардеробные, душевые, сушилка, туалеты, столовая. Столовая оснащена необходимым технологическим оборудованием для приготовления и раздачи пищи. Помещения для пребывания работающих по вахтовому методу размещены в соответствии с п. 5.3 новой редакции СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. В вахтовом поселке также находится медицинский пункт и прочие помещения, соответствующие требованиям СП 2.2.1.1312-03. Для компенсации ультрафиолетовой недостаточности для обслуживающего персонала на ОБП предусмотрены помещения, оборудованные специальными ультрафиолетовыми облучательными установками согласно - п. 10.11 СП 2.2.1.1312-03.

Для доставки обслуживающего персонала, универсального набора инструментов, приспособлений, механизмов, защитных средств, материалов, необходимых для проведения технического осмотра, текущих и аварийных работ на временные рабочие места, участки используются специально оборудованные для этих работ автомобили. Расстояние от рабочих мест до автомобильного транспорта не превышает 150 м.

#### **Сведения о рабочих местах и их оснащённости**

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

Проектные решения приняты согласно заданию на проектирование и техническим условиям, выданным заказчиком в соответствии со строительными нормативными документами, требованиями и правилами по промышленной безопасности, пожарной безопасности и охране труда. Они направлены на обеспечение:

- сокращения потерь рабочего времени;
- роста производительности труда;
- надежной работы оборудования;
- безопасности труда.

В таблице 11.2 приведено оснащение рабочих мест.

Инь. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

48

Таблица 11.2 - Оснащение рабочих мест

Профессия работающего	Оснащение рабочего места организационной оснасткой
Оператор по добыче нефти и газа	Набор инструмента и приспособлений для обслуживания наземного оборудования эксплуатационных скважин и объектов месторождения
Оператор по поддержанию пластового давления	
Слесарь КИП и А	Набор инструмента слесаря КИП и А, необходимый набор диагностических средств и приборов
Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	Набор инструмента слесаря-электрика, необходимый набор диагностических средств и приборов
Слесарь-ремонтник	Набор инструментов слесаря-ремонтника
Примечание - Применяемые инструменты и приспособления должны быть кробезопасного исполнения.	

Под оснащенностью рабочего места подразумевается создание на нем совокупности основного технологического и вспомогательного оборудования, а также различных приспособлений, составляющих технологическую и организационную оснастку, охраны труда и техники безопасности.

Рабочие места персонала обеспечиваются комплексом производственно-бытовых помещений и оснащаются средствами связи, оборудованием, контрольно-измерительными приборами, вычислительной техникой, инструментом, инвентарем, материалами и запчастями. Кроме того, все производственные помещения снабжены медицинскими аптечками.

Производственное оборудование, рабочее место оснащаются местным освещением, если его отсутствие может явиться причиной перенапряжения органа зрения или повлечь за собой другие виды опасности.

При выполнении работ, связанных с воздействием на работающих опасных или вредных производственных факторов, рабочее место при необходимости оснащается средствами защиты, средствами пожаротушения и спасательными средствами. Средства индивидуальной защиты работающих хранятся на рабочем месте в специально отведенных местах.

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

Весь персонал обеспечен средствами индивидуальной защиты, переносными телефонами (либо радиостанциями) и фонарями.

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

49



работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований;

- недопущение работников к исполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований, а также в случае медицинских противопоказаний;

- информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о риске повреждения здоровья, полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты;

- предоставление федеральным органам исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда, федеральным органам исполнительной власти, уполномоченным на проведение государственного надзора и контроля за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, другим федеральным органам исполнительной власти, осуществляющим функции по контролю и надзору в установленной сфере деятельности, органам исполнительной власти субъектов РФ в области охраны труда, органам профсоюзного контроля за соблюдением трудового законодательства и иных актов, содержащих нормы трудового права, информации и документов, необходимых для осуществления ими своих полномочий;

- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;

- расследование и учет в установленном «Трудовым кодексом РФ», другими Федеральными законами и иными нормативными правовыми актами РФ порядке несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

- санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда, а также доставку работников, заболевших на рабочем месте в медицинскую организацию в случае необходимости оказания им неотложной медицинской помощи;

- беспрепятственный допуск должностных лиц федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных на проведение государственного надзора и контроля, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области охраны труда, органов Фонда социального страхования Российской Федерации, а также представителей органов общественного контроля в целях проведения проверок условий и охраны труда и расследования несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

- выполнение предписаний должностных лиц федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных на проведение государственного надзора и контроля, и рассмотрение представлений органов общественного контроля в установленные Трудовым кодексом РФ, иными федеральными законами сроки;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

51

- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- ознакомление работников с требованиями охраны труда;
- разработку и утверждение правил и инструкций по охране труда для работников с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации или иного уполномоченного работниками органа в порядке, установленном статьей 372 «Трудового кодекса РФ» для принятия локальных нормативных актов;
- наличие комплекта нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда в соответствии со спецификой своей деятельности.

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

В данном проекте основными взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, являются: нефть, газ.

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

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

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

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

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

Класс условий труда работников, обслуживающих площадках кустов скважин определен согласно Р 2.2.2006-05 с учетом всех показателей трудового процесса и приведен в таблице 12.1.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Таблица 12.1 – Класс условий труда рабочих, обслуживающих площадок кустов скважин

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

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

Согласно СП 2.2.2.1327-03 технологические процессы не должны вызывать утомление и перенапряжение физиологических функций организма работающих. Показатели тяжести и напряженности трудового процесса при выполнении производственных операций должны находиться в пределах оптимальных и допустимых величин (таблица 12.2) и соответствовать требованиям действующих нормативов по оценке и классификации условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса.

Таблица 12.2 – Оптимальные и допустимые величины показателей тяжести и напряженности факторов трудового процесса

Факторы трудового процесса	Оптимальные		Допустимые	
	Мужчины	Женщины	Мужчины	Женщины
1	2		3	
1. Подъем и перемещение (разовое) тяжести при чередовании с другой работой (до 2 раз в час), кг	До 15	До 5	До 30	До 10
2. Подъем и перемещение (разовое) тяжести постоянно в течение рабочей смены, кг	До 5	До 3	До 15	До 7
3. Суммарная масса грузов, перемещаемых в течение каждого часа смены, кг: - с рабочей поверхности - с пола	До 250 До 100	До 100 До 50	До 870 До 435	До 350 До 175

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

53

Изм. Кол.уч. Лист №док Подп. Дата

1	2	3
4. Рабочая поза	Свободная, удобная, возможность смены рабочего положения тела (сидя, стоя)	Периодическое, до 25% времени смены, нахождение в неудобной (работа с поворотом туловища, поднятыми руками, неудобным размещением конечностей) и/или фиксированной позе (невозможность изменения взаимного положения тела относительно друг друга)
5. Наклоны корпуса (вынужденные более 30°), количество за смену	До 50	51–100
6. Перемещения в пространстве, обусловленные технологическим процессом, км	До 4	До 8
7. Монотонность нагрузок 7.1. Число элементов или повторяющихся операций 7.2. Продолжительность выполнения элементов или повторяющихся заданий (операций) в сек.	Более 10  Более 100	От 9 до 6  От 100 до 25
8. Сенсорные нагрузки 8.1 Длительность сосредоточенного наблюдения (% от времени смены). 8.2 Плотность сигналов (световых, звуковых) в среднем за час работы 8.3 Число объектов наблюдения	До 25  До 75  До 5	26–50  76–175  6–10
9. Режим работы 9.1 Фактическая продолжительность рабочего дня 9.2 Сменность работы	До 7 часов Односменная (без ночной смены)	8–9 Двухсменная (без ночной смены)

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» в целях защиты работающих от возможного перегревания или охлаждения, при температуре воздуха на рабочих местах выше или ниже допустимых величин, время пребывания на рабочих местах (непрерывно или суммарно за рабочую смену) должно быть ограничено величинами, указанными в таблицах 12.3, 12.4.

При этом среднесменная температура воздуха, при которой работающие находятся в течение рабочей смены на рабочих местах и местах отдыха, не должна выходить за пределы допустимых величин температуры воздуха для соответствующих категорий работ.

Таблица 12.3 – Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха выше допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч		
	Ia-Iб	IIa-IIб	III
32,5	1	–	–
32,0	2	–	–

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

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч		
	Ia-Iб	IIa-IIб	III
31,5	2,5	1	–
31,0	3	2	–
30,5	4	2,5	1
30,0	5	3	2
29,5	5,5	4	2,5
29,0	6	5	3
28,5	7	5,5	4
28,0	8	6	5
27,5	–	7	5,5
21,0	–	8	6
26,5	–	–	7
26,0	–	–	8

Таблица 12.4 – Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха ниже допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч				
	Ia	Iб	IIa	IIб	III
6	–	–	–	–	1
7	–	–	–	–	2
8	–	–	–	1	3
9	–	–	–	2	4
10	–	–	1	3	5
11	–	–	2	4	6
12	–	1	3	5	7
13	1	2	4	6	8
14	2	3	5	7	–
15	3	4	6	8	–
16	4	5	7	–	–
17	5	6	8	–	–
18	6	7	–	–	–
19	7	8	–	–	–

Инь. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

55

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч				
	Ia	Iб	IIa	IIб	III
20	8	–	–	–	–

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

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

Работники должны обеспечиваться горячим питьем.

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

### **Шум и вибрация на рабочих местах**

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

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

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

– общую, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека;

– локальную, передающуюся через руки человека.

Применяемое технологическое оборудование не является источниками шума и вибрации превышающих допустимые уровни, установленные санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.562-96, ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» и СН 2.2.4/2.1.8.566-96, ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».

На кустах скважин источниками шума и вибрации могут быть АИУ, СУДР, передвижные подъемные и насосные установки в период реконструкции, ремонта или электротехническое оборудование.

Периодическим источником шума может считаться переключатель скважин многоходовой, установленный в АИУ, уровень шума которого не превышает 20 дБА и поглощается стенками блока АИУ. Режим работы периодический, переключение происходит раз в несколько часов в зависимости от программы настройки.

В период эксплуатации, среди технологического оборудования основным источником шума является СУДР, оборудованный насосом-дозатором. Уровень шума СУДР не превышает 40 дБА.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

56

Глубинный насос ЭЦН устанавливается на глубине, поэтому шум и вибрация от него полностью поглощаются грунтом.

Также в районе куста скважин источниками шумового воздействия могут являться 2КТПНУ-1000/6/0,4 кВ.

Дополнительно на кустах скважин источниками шума и вибрации могут быть буровые установки в условиях одновременной эксплуатации и добуривания куста скважин, передвижные подъемные и насосные, парогенераторные установки в период ремонтов.

В таблице 12.5 приведены допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах.

Таблица 12.5 – Допустимые уровни звукового давления и допустимые эквивалентные уровни звука на рабочих местах

Рабочие места	Уровни звукового давления (дБ), в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровень звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
В производственных помещениях и на территории площадок	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

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

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

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

### Эксплуатация объектов электроснабжения

Эксплуатация объектов электроснабжения должна проводиться в соответствии с требованиями:

- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП);
- Правил устройств электроустановок (ПУЭ);
- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- инструкций заводов-изготовителей.

Инь. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

57

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

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

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

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

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

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

При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями (требования к установке ограждений приведены в Правилах устройства электроустановок) или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 1.1 «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок.

Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении.

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

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

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться:

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

– в электроустановках напряжением до 1000 В – изолирующими клещами или диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица и глаз.

Двери помещений электроустановок, камер, щитов и сборок, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок.

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

58

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения руководителя работ.

Электрические установки являются источниками электромагнитных полей, предельно допустимый уровень напряженности воздействующего электрического поля (ЭП) устанавливается равным 25 кВ/м согласно СанПиН 2.2.4.3359-16.

Пребывание в ЭП напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается.

Пребывание в ЭП напряженностью до 5 кВ/м включительно допускается в течение рабочего дня.

При напряженности ЭП свыше 20 до 25 кВ/м время пребывания персонала в ЭП не должно превышать 10 мин.

Допустимая напряженность или индукция магнитного поля для условий общего (на все тело) и локального (на конечности) воздействия в зависимости от продолжительности пребывания в магнитном поле определяется в соответствии с таблицей 12.6.

Таблица 12.6 – Допустимые уровни магнитного поля

Время пребывания (час)	Допустимые уровни магнитного поля H (А/м) / индукции (мкТл) при воздействии	
	общим	локальным
≥ 1	1600 / 2000	6400 / 800
2	800 / 1000	3200 / 4000
4	400 / 500	1600 / 2000
8	80 / 100	800 / 1000

В электроустановках всех напряжений должна быть обеспечена защита работающих от биологически активного магнитного поля, способного оказывать отрицательное воздействие на организм человека.

При работе на участках отключенных токоведущих частей электроустановок для снятия наведенного потенциала они должны быть заземлены. Прикасаться к отключенным, но не заземленным токоведущим частям без средств защиты не допускается. Ремонтные приспособления и оснастка, которые могут оказаться изолированными от земли, также должны быть заземлены.

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

- принять меры против ошибочного его включения или самовключения;
- установка временных ограждений и вывешивание предупредительных плакатов;

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



Общая освещенность наружного освещения принята 2 лк (разряд зрительной работы XIV) 5 лк (разряд зрительной работы XIII) 50 лк (разряд зрительной работы IX) в соответствии с СП 52.13330.2011.

Таблица 12.7 - Разряд зрительной работы и подразряд в зонах проектируемых сооружений

Наименование сооружения	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Освещенность, Лк	
			при системе комбинированного освещения	при системе общего освещения
Технологический блок АИУ	VIII	B	-	50
Блок аппаратурный (БА) АИУ	IV	Г	-	200
2КТПН 6/0,4 №1	IV	Г	-	200

В соответствии с Руководством Р 2.2.2006-05 определяется класс условий труда в зависимости от параметров световой среды производственных помещений – класс 2 (допустимый), что представлено в таблице 12.8.

Таблица 12.8 – Класс условий труда в зависимости от параметров световой среды производственных помещений

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

Уровни освещенности на приборах КИПиА должны быть не менее 50 лк (разряд зрительной работы IX в соответствии с п. 7.4.1 СП 52.13330.2016) согласно требованиям НПБ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Лист
							61
Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. №подл.					

88-2001 п.12.43, что обеспечивает освещение стоек извещателя пожарного ручного (ИПР). На каждой кустовой площадке имеются два ИПР (ИПР1, ИПР2), которые расположены на прожекторных матчах. Освещение ИПР1, ИПР2 выполняется одиночным светильником ВЭЛАН32-30-СД.Л.300-УХЛ1 крепление к стойке ИПР выполняется с помощью кронштейна У116У1.

Нормы освещенности выбраны в соответствии с СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» и приведены в таблице 12.9

Таблица 12.9 – Нормируемая освещенность кустовых площадок

Наименование участка	Нормируемая освещенность, лк	Нормативный документ
Пожарные проезды, дороги для хозяйственных нужд	0,5	СП 52.13330.2011
Проезды с наибольшей интенсивностью движения в обоих направлениях менее 10 единиц в час	1	СП 52.13330.2011
Ступени и площадки лестниц и переходных мостиков	3	СП 52.13330.2011
Площадка электрооборудования	5	СП 52.13330.2011
Площадки размещения приборов КИПиА и рабочие места	150	СП 52.13330.2011

Сеть освещения блочно-комплектных установок выполняется заводом-изготовителем блоков и поставляется комплектно.

#### Качество воздуха

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

- общетоксические химические вещества вызывают расстройство нервной системы, мышечные судороги, нарушают структуру ферментов, влияют на кровеносные органы, взаимодействуют с гемоглобином;

- раздражающие вещества воздействуют на слизистые оболочки, верхние глубокие дыхательные пути;

- сенсibiliрующие вещества (аллергены) повышают чувствительность организма к химическим веществам.

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

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

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

Таблица 12.10 – Перечень и характеристики вредных веществ, выделяющихся в атмосферу в период эксплуатации

Код вещества (приложение В)	Вещество	Использ. критерий	Значение критерия мг/м <sup>3</sup>	Концентрация, мг/м <sup>3</sup>	ПДК по ГОСТ 12.1.005-88, мг/м <sup>3</sup>
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	ОБУВ	50	расчет не целесообразен (раздел 7)	300
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	ОБУВ	60		300
1052	Метанол	ПДК	15		15

Максимальные концентрации вредных веществ на границе рабочей зоны персонала незначительны и не превышают ПДК.

Расчет максимальных концентраций смесей углеводородов предельных С1-С10 нецелесообразен, т.к. значение критерия целесообразности, как основного показателя проведения расчета, менее 0,0001 (приложение В).

Ввиду не превышения концентраций загрязняющих веществ на границе рабочей зоны предельно допустимых значений, согласно ГН 2.2.5.1313-03, обеспечивается допустимый класс условий труда.

В соответствии с Р 2.2.2006-05 определен класс условий труда в зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ, представленный в таблице 12.11.

Таблица 12.11 – Определение класса условий труда в зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ

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

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

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

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

3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

63

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

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

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

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

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

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

– Приказом Минздравсоцразвития РФ от 01.06.2009 г. №290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»;

– Постановлением Минтруда от 31.12.1997 г. № 70 «Об утверждении норм бесплатной выдачи работникам теплой специальной одежды и теплой специальной обуви по климатическим поясам, единым для всех отраслей экономики (кроме климатических районов, предусмотренных особо в типовых отраслевых нормах бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам морского транспорта; работникам гражданской авиации; работникам, осуществляющим наблюдения и работы по гидрометеорологическому режиму окружающей среды; постоянному и переменному составу учебных и спортивных организаций Российской оборонной спортивно-технической организации (РОСТО)» (изм. на 17.12. 2001 г).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

### Средства защиты органов слуха

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

Работы с использованием средств защиты органов слуха:

- работы в зоне, где использование средств защиты органов слуха обязательно (обозначенной табличками);
- особые виды работ, при выполнении которых уровень воздействия шума превышает 80 дБ (А): эксплуатация технологического оборудования и ручного инструмента и другие, в соответствии с перечнем выдачи работникам положенных СИЗ.

### Средства защиты органов зрения

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

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

### Средства защиты от падения с высоты

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

### Средства защиты от поражения электрическим током

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

### Средства дерматологические защитные

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

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

3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

### Средства защиты от загрязнения

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

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

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

### Компенсация ультрафиолетовой недостаточности

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

В ультрафиолетовых облучательных установках (совмещенных с осветительными установками) ртутные лампы высокого давления (ДРЛ) следует применять в помещениях с высотой 3-5 м; ксеноновые лампы для освещения производственных помещений из-за высокой интенсивности ультрафиолетовых излучений в их спектре не допускаются (п.10.11. СП 2.2.1.1312-03).

Внутреннее освещение блочно-модульных зданий выполняется заводами изготовителями и поставляется комплектно с блоками.

В проектируемых сооружениях без естественного освещения предусмотрено:

- использование в осветительных установках общего и местного освещения источников света со спектральным составом, приближенным к спектру естественного света: газоразрядных источников света или светодиодов белого свечения (с коррелированной цветовой температурой от 2400°K до 6700°K);
- повышение нормируемой освещенности для соответствующего разряда зрительных работ на одну ступень по шкале освещенности.

### Канцерогенная опасность

Проектом предусмотрены мероприятия, направленные на уменьшение канцерогенной опасности процессов связанных с проведением сварочных работ (газоэлектросварщики), с нанесением покрытий (окрасочные, антикоррозионные и другие работы), с воздействием

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

67

химических факторов – отработавшие газы дизельных двигателей (водители автомашин и строительной техники, работающих на дизельном топливе) и рентгеновского излучения согласно пп. 2.1.2, 2.2, 3.2-3.5, 3.8, 3.9, 3.11 СанПиН 1.2.2353-08, ст. 92, 222 ТКРФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ, пп. 1, 1.1.2, 1.3.5 приложения 1 Приказ Минздравсоцразвития РФ от 12.04.2011 № 302н:

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

- автоматизация технологического процесса, герметизация оборудования, использование безотходных и малоотходных технологий;

- информирование лиц, поступающих на работу, а также работников организации, которые могут подвергнуться воздействию производственного канцерогенного фактора, об опасности такого воздействия и мерах профилактики;

- обеспечение персонала средствами индивидуальной и коллективной защиты, санитарно-бытовыми помещениями в соответствии с требованиями правил и нормативов;

- проведение предварительных (при поступлении на работу) и обязательных периодических профилактических медицинских осмотров строителей;

- ограничение времени пребывания на рабочих местах из расчета продолжительности рабочего времени не более 36 часов в неделю при пятидневной рабочей неделе;

- при использовании и утилизации канцерогенных веществ или продуктов – предусмотрены меры по предотвращению загрязнения среды обитания человека и охране его здоровья;

- спецпитание (выдача молока или других равноценных пищевых продуктов);

- обязательное использование спецодежды;

- контроль ПДК – регулярный лабораторный контроль воздуха в подмасочном пространстве электросварщика;

- исследование почвы на открытой поверхности по окончании работ;

- исследование снежного покрова за две недели до его схода, если работы будут выполняться в зимнее время;

- организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил определяется по программе (плану) раздела III согласно СП 1.1.1058-01, которую разрабатывает генподрядчик;

- использование (при необходимости) сертифицированных передвижных вентиляционных установок, в которых попадающий в установку воздух, очищается от сварочного дыма, прежде чем он поступит обратно на рабочее место и др. Установки служат для уменьшения концентрации канцерогенных веществ в воздухе рабочей зоны.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

68





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

В разделе «Мероприятия по охране окружающей среды» для всех проектируемых объектов рассмотрены основные факторы воздействия на компоненты окружающей среды: воздушный бассейн района расположения проектируемых объектов.

При анализе результатов расчета рассеивания установлено, что максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ в районе расположения проектируемых объектов и на границе санитарно - защитной зоны в период строительства и эксплуатации не превысят предельно-допустимые нормативы для воздуха населённых мест (ПДКм.р., ОБУВ).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Лист
							71
Иньв. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

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

Процессы сепарации, подготовки и транспорта нефти и газа по трубопроводам являются взрывопожароопасными. Разгерметизация оборудования и трубопроводов ведет к выбросу легковоспламеняющихся жидкостей и воспламеняющихся газов в производственные помещения, на площадках кустов скважин с возможностью последующего воспламенения или взрыва от источника воспламенения.

Проектной документацией предусмотрены мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.

Для предупреждения аварийной разгерметизации аппаратов или трубопроводов необходимо постоянно контролировать уровень загазованности воздушной среды путем отбора анализов воздуха, установкой газоанализаторов.

К обслуживанию технологического оборудования, работающего под давлением выше 0,07 МПа, допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обученные по соответствующей программе, аттестованные и имеющие удостоверение на право обслуживания сосудов.

Технологическое оборудование, работающее под давлением, немедленно останавливается в случаях:

- если давление в сосуде поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры, принятые персоналом;
- при выявлении неисправности предохранительных клапанов;
- при обнаружении в сосуде неплотностей, выпучин, разрыва прокладок;
- при неисправности манометра и невозможности определить давление по другим приборам;
- при выходе из строя всех указателей уровня жидкости;
- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего сосуду, находящемуся под давлением.

Показания контрольно-измерительных приборов, находящихся на щите в операторной (давление, температура и т.д.), периодически проверяются дублирующими приборами, установленными непосредственно на аппаратах.

В операторных ведется постоянное наблюдение за системой сигнализации и блокировок. Сигнализация об отклонении параметров работы технологического оборудования от номинальных значений позволяет своевременно предупредить персонал о возможности возникновения аварийных ситуаций.

Дренирование жидкости из технологического оборудования производится только по герметичной, закрытой дренажной системе до полного слива токсичных жидкостей в дренажную емкость.

Инь. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

72

Все промышленные сооружения в целях защиты от прямых ударов, вторичных воздействий молнии и проявления статического электричества заземлены.

Площадки кустов скважин оснащены средствами пожаротушения в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации", укомплектованы средствами индивидуальной защиты, спецодеждой и предохранительными приспособлениями в соответствии с действующими «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и предохранительных приспособлений рабочим и служащим предприятий нефтяной и газовой промышленности».

При случайном или аварийном разливе нефть, химический реагент рекомендуется смешать с большим количеством песка, вывести на полигон отходов производства для утилизации и уничтожить сжиганием, а место разлива необходимо промыть струей воды. Люди, занятые сжиганием химического реагента, пользуются противогазами или аппаратами автономного дыхания.

Технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации.

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

Сбросы вредных веществ в водные объекты отсутствуют. Место забора и сброса воды для проведения гидроиспытания трубопроводов будет предоставляться во время производства работ.

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

73

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

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

- виды отходов (согласно Федеральному классификационному каталогу отходов);
- состав отходов (по данным источников информации, таких как технологические регламенты, ТУ, ГОСТ, ОСТ и другая документация);
- объем отходов, подлежащих утилизации и захоронению (в результате расчета образования отходов выполненного на основании расчетно-аналитического метода; удельных отраслевых показателей; таблиц и материалов частей проекта; метода экспертных оценок, базирующейся на анализе образования отходов);
- классы опасности отходов (на основании ФККО) по степени воздействия на окружающую среду и СП 2.1.7.1386-03 по степени воздействия на среду и здоровье человека.

Объемы образования и характеристика отходов, образующихся в период эксплуатации кустов скважин приведены в разделе «Мероприятий по охране окружающей среды».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Лист
Инь. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

**18 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование**

Во время эксплуатации объекта:

- Все энергопотребляющее оборудование, технические устройства, сети и системы должны эксплуатироваться в соответствии с техническими характеристиками, указанными в паспортах.

- Все энергопотребляющее оборудование, технические устройства, сети и системы должны содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться (визуальный контроль) по установленному графику с записью в журнале установленного образца.

- Приборы, технические устройства, подлежащие метрологической поверке, должны проходить ее в установленном порядке в установленные сроки. Запрещается эксплуатация неисправного энергопотребляющего оборудования, приборов КИП и А, технических устройств.

- Все сети и системы энергопотребления должны периодически в установленном порядке подвергаться текущим и капитальным ремонтам с заменой неисправного или морально устаревшего энергооборудования.

Сроки, в течение которых в процессе эксплуатации оборудования выполняются требования энергетической эффективности, определяются на основании срока службы оборудования, технических устройств.

Межремонтный пробег составляет 4 года, тем самым обеспечивается поддержание оборудования, технических устройств в исправном состоянии для последующей их эксплуатации.

Инва. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

75

**19 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов**

Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых на объекте проектирования, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов описано в томе 10.1 «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов» данной проектной документации.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Лист
							76
Инь. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					



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

Мероприятия по защите опасного производственного объекта от террористических актов разработаны в соответствии с приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2008 №186 «Об утверждении и введении в действие Общих требований по обеспечению антитеррористической защищенности опасных производственных объектов» и СП 132.13330.2011.

В случае возникновения аварии, в т.ч. вызванной террористическими актами, ЧС будет носить локальный характер (Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 № 304).

Согласно СП 132.13330.2011 (раздел 6 и п. 8.1 табл. 2), проектируемый объект относится к классу 3 (низкая значимость) и должен быть оснащен системой контроля и управления доступом и средствами визуального досмотра.

В соответствии с таблицей 2 (п.8.1) СП 132.13330.2011 объекты производственного назначения Западно-Зимнего участка оснащены системой контроля и управления доступом (КПП) и средствами визуального досмотра.

Для предотвращения несанкционированного доступа посторонних лиц к проектируемому объекту и предупреждения террористических актов предусмотрены следующие инженерно-технические средства и мероприятия:

- средства предупреждения и сигнализации о нарушениях параметров технологического процесса:
  - телесигнализацию пожара и несанкционированного доступа;
  - обзорное охранное видеонаблюдение;
  - периодический визуальный осмотр проектируемых сооружений обслуживающим персоналом, а также ведомственной службой безопасности;
  - наличие средств оперативной радиотелефонной связи у обслуживающего персонала и ведомственной охраны;
  - наличие КПП с постоянно присутствующими сотрудниками охранного предприятия.

Въезд, проход посторонним на территорию площадок запрещен.

Блочное оборудование оснащено охранной сигнализацией.

На всех опасных производственных объектах приняты следующие меры по предотвращению постороннего вмешательства и противодействию возможным террористическим актам:

- 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;
- регулярно проводятся инструктажи сотрудников подразделений, на предмет выявления возможных признаков и пресечения приготовления террористических актов;

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

78



**22 Описание технических средств и обоснование проектных решений, направленных на обнаружение взрывных устройств, оружия, боеприпасов**

Проектом не предусмотрено.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Лист
							80
Инва. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					



## Перечень нормативно-технической документации

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

2 Федеральный закон от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;

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

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

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

6 Постановление Правительства от 16.02.2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

7 Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации"

8 Приказ Ростехнадзора от 31.03.2008 № 186 «Об утверждении и введении в действие Общих требований по обеспечению антитеррористической защищенности опасных производственных объектов»;

9 Приказ Минздравсоцразвития Российской Федерации от 01.06.2009 г. № 290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»;

10 Приказ Минздравсоцразвития Российской Федерации от 09.12.2009 г. № 970н «Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».

ГОСТ Р 50571.3-2009 (МЭП 60364-4-41:2005) Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током;

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001

Лист

82

- 11 ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля;
- 12 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование;
- 13 ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки;
- 14 ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;
- 15 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования;
- 16 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
- 17 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
- 18 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент;
- 19 ГОСТ 25129-82 Грунтовка ГФ-021. Технические условия
- 20 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
- 21 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования;
- 22 ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения;
- 23 ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон;
- 24 ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам;
- 25 ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования;
- 26 ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия;
- 27 ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах;
- 28 ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
- 29 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов;
- 30 ГОСТ 12.4.026-2015 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001	Лист
													83
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата								

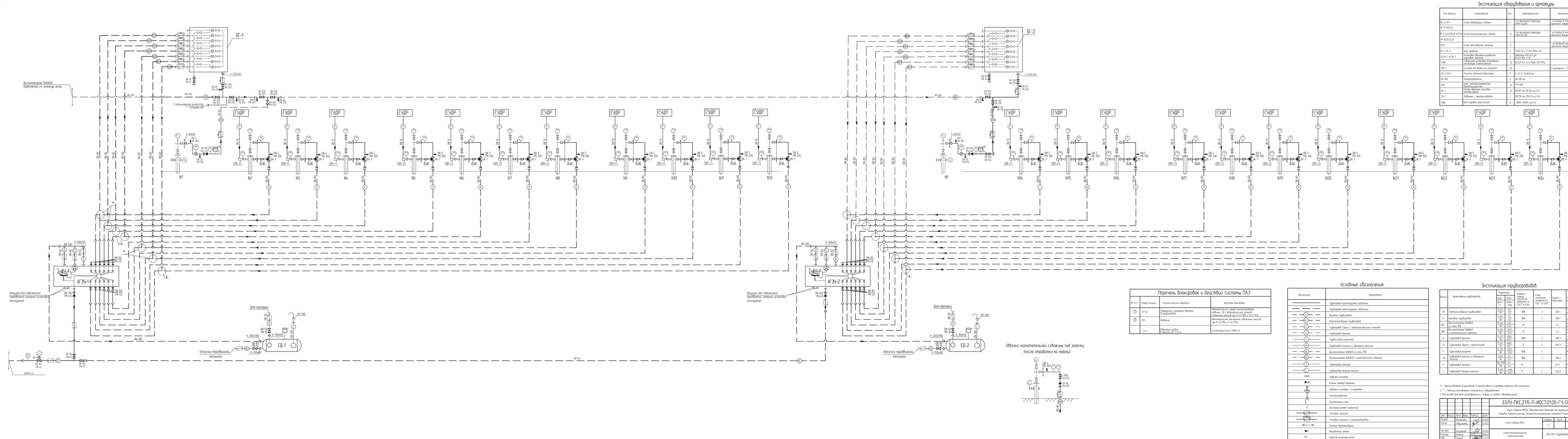
- 31 ГОСТ 9.401-2018 ЕСКЗС. Покрытия лакокрасочные. Общие требования и методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию климатических факторов;
- 32 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
- 33 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы;
- 34 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы;
- 35 СП 112.13330.2011 Пожарная безопасность зданий и сооружений;
- 36 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы;
- 37 СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях;
- 38 СП 2.1.7.1386-03 Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления;
- 39 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- 40 СП 18.13330.2019 Генеральные планы промышленных предприятий Актуализированная редакция СНиП II-89-80\*;
- 41 СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003;
- 42 СП 6.13130.2021 Системы противопожарной защиты. Электроустановки низковольтные. Требования пожарной безопасности;
- 43 Постановление от 30 октября 1998 года N 63 «Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства»;
- 44 ВНТП 01/87/04-84 (Миннефтегазстрой, Мингазпром, Миннефтепром) Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования;
- 45 ВНТП 03/170/567-87 (Миннефтегазстрой, Мингазпром, Миннефтепром) Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса;
- 46 ВСН 008-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция;
- 47 Кодекс РФ от 30.12.2001 №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации»;
- 48 Кодекс РФ от 29.12.2004 № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»;
- 49 ОК 016-94 Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов;
- 50 Правила устройства электроустановок (ПУЭ);

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

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ПЗ-001







### Экспликация оборудования и арматуры

Поз. обозн.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
М 27511 М 1782123	Застыг. водоподъем. скважин	8	1 шт. фронтон арматуры АРК 55x120	не входит в комплект проектной документации
М 315,5,6,11,12,13,14,15	Застыг. нагнетательный скважин	14	1 шт. фронтон арматуры АРК 55x120	не входит в комплект проектной документации
М10	Застыг. водозаборной скважин	2		не входит в комплект проектной документации
БГ-1, БГ-2	Газовый блок	2	5-40 м³/ч, P=25,0 МПа, n=8	
МЗУ-1, МЗУ-2	Устройства автоматического управления электродом	2	Фронтон 400 мм, P=25,0 МПа, n=2	
СДР-1	Система для сброса газа	22	5-40 м³/ч, P=25,0 МПа	
ЕД-1, ЕД-2	Емкость поддона дренажная	22	4x75 мм, D=400 мм	в комплекте с СДР
ОП-100	Оборудование	2	DN 100 мм	
ВВ	Вакуумметрические скважины	22	P=1 кПа	
ВК-1	Клапан обратный сетевой	22	DN 80 мм, P=40 кПа/см²	
ЭЗ-1	Забойка с электродом	1	DN 50 мм, P=40 кПа/см²	
КВВ	Кран шаровый	14	DN 65, P=250 кПа/см²	

### Перечень блокировок и действий системы ГАЗ

№ п/п	Наименование параметра	Действие блокировки
1	ПТ 14	Автоматически закрывает электродом скважины №3-11, автоматический сброс скважины №12-14 при P=4,0 МПа и P=1,1 МПа
2	ВВ1	Автоматически останавливает скважины №1-2 при P=4,0 МПа и P=1,1 МПа
3	LS 1	Сигнализация при L=1800 мм

### Условные обозначения

Обозначение	Наименование
—	Трубопровод проектной нагрузки
—	Выходной трубопровод
—	Трубопровод сброса с преобразователями клапанов
—	Трубопровод дренажа
—	Трубопровод сброса с дренажной емкостью
—	Высокотемпературный водопровод из сети ПТ
—	Высокотемпературный водопровод из дренажной емкости
—	Трубопровод дренажа
—	Трубопровод дренажа емкости
—	Забойка клапанов
—	Клапан (защелка) обратный
—	Забойка клапанов с электродом
—	Оборудование
—	Вакуумметрическая скважина
—	Тепловая скважина
—	Тепловая скважина с электродом
—	Граничная точка
—	Наружная точка
—	Входной контур

### Экспликация трубопроводов

Вид	Наименование трубопровода	Параметры	Виды и размеры труб по ГОСТ 10104	Класс прочности по ГОСТ 121507	Группа и категория	Глубина залегания
НС	Нераспределенный трубопровод	5-40, 25, 40	ВВК	3	АВ1 II	надземный
Н	Выходной трубопровод	5-40, 25, 40	ВВК	3	АВ1 II	надземный
ВВ	Вакуумметрический водопровод из сети ПТ	5-40, 25, 40	НГ	-	В I	надземный
ВВ1	Вакуумметрический водопровод с преобразователями клапанов	5-40, 25, 40	НГ	-	В I	надземный
Д	Трубопровод дренажа	5-40, 25, 40	ВВК	3	АВ1 II	надземный
Д1	Трубопровод сброса с преобразователями	5-40, 25, 40	ВВК	3	АВ1 II	надземный
Д2	Трубопровод дренажа	5-40, 25, 40	ВВК	3	-	надземный
Д3	Трубопровод дренажа с дренажной емкостью	5-40, 25, 40	ВВК	3	АВ1 II	надземный
Д4	Трубопровод дренажа с дренажной емкостью	5-40, 25, 40	ВВК	3	В IV	надземный
Д5	Трубопровод дренажа	5-40, 25, 40	ВВК	3	АВ1 II	надземный
Д6	Трубопровод дренажа	5-40, 25, 40	ВВК	3	АВ1 II	надземный

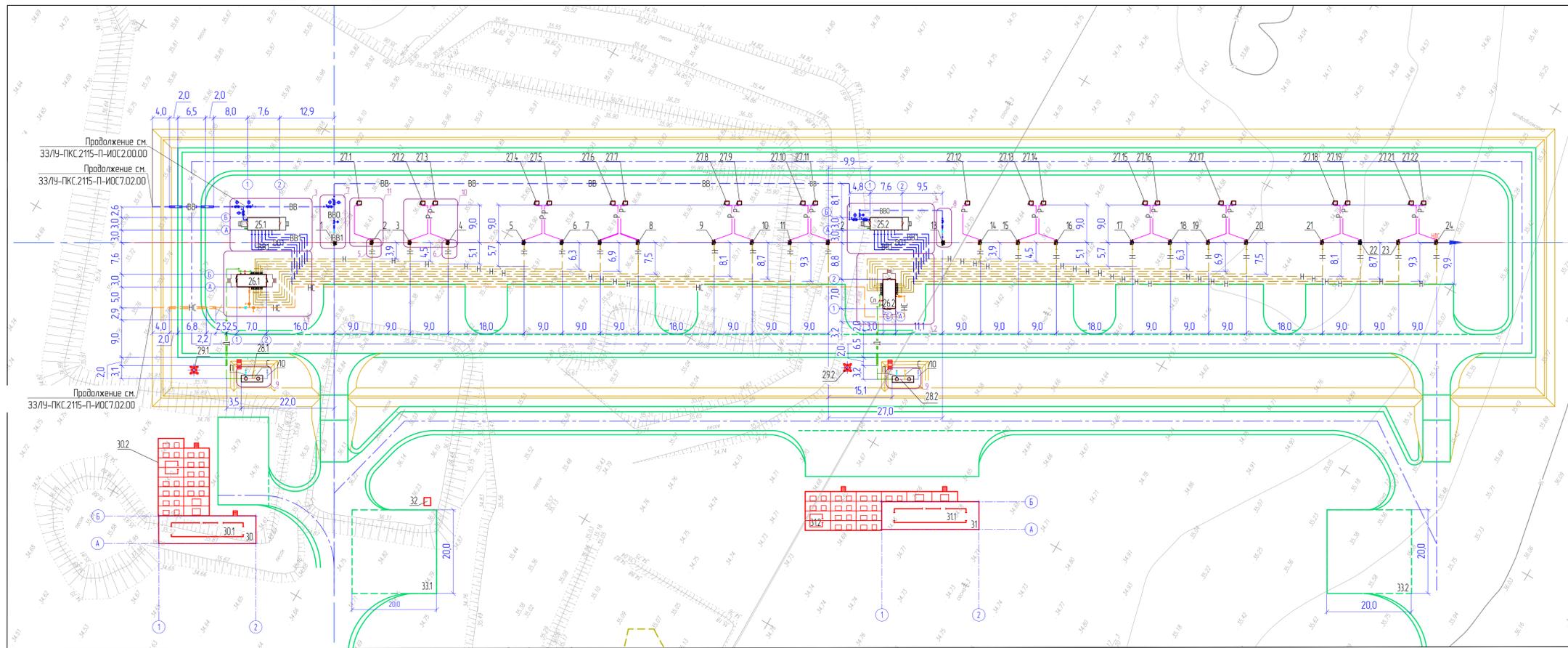
1\* - Время работы осуществлять в период работ по переделке скважины под заказом

2\*\* - Данные устанавливаются конкретнее с оборудованием

3 - Количество датчиков, оборудования и проводов скважины "Монтажные"

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.0100-Г4-001					
Вид	Кол.	Вид	Кол.	Вид	Кол.
Рис. 1	1	Рис. 2	1	Рис. 3	1
Рис. 4	1	Рис. 5	1	Рис. 6	1
Рис. 7	1	Рис. 8	1	Рис. 9	1
Рис. 10	1	Рис. 11	1	Рис. 12	1
Рис. 13	1	Рис. 14	1	Рис. 15	1
Рис. 16	1	Рис. 17	1	Рис. 18	1
Рис. 19	1	Рис. 20	1	Рис. 21	1
Рис. 22	1	Рис. 23	1	Рис. 24	1
Рис. 25	1	Рис. 26	1	Рис. 27	1
Рис. 28	1	Рис. 29	1	Рис. 30	1
Рис. 31	1	Рис. 32	1	Рис. 33	1
Рис. 34	1	Рис. 35	1	Рис. 36	1
Рис. 37	1	Рис. 38	1	Рис. 39	1
Рис. 40	1	Рис. 41	1	Рис. 42	1
Рис. 43	1	Рис. 44	1	Рис. 45	1
Рис. 46	1	Рис. 47	1	Рис. 48	1
Рис. 49	1	Рис. 50	1	Рис. 51	1
Рис. 52	1	Рис. 53	1	Рис. 54	1
Рис. 55	1	Рис. 56	1	Рис. 57	1
Рис. 58	1	Рис. 59	1	Рис. 60	1
Рис. 61	1	Рис. 62	1	Рис. 63	1
Рис. 64	1	Рис. 65	1	Рис. 66	1
Рис. 67	1	Рис. 68	1	Рис. 69	1
Рис. 70	1	Рис. 71	1	Рис. 72	1
Рис. 73	1	Рис. 74	1	Рис. 75	1
Рис. 76	1	Рис. 77	1	Рис. 78	1
Рис. 79	1	Рис. 80	1	Рис. 81	1
Рис. 82	1	Рис. 83	1	Рис. 84	1
Рис. 85	1	Рис. 86	1	Рис. 87	1
Рис. 88	1	Рис. 89	1	Рис. 90	1
Рис. 91	1	Рис. 92	1	Рис. 93	1
Рис. 94	1	Рис. 95	1	Рис. 96	1
Рис. 97	1	Рис. 98	1	Рис. 99	1
Рис. 100	1	Рис. 101	1	Рис. 102	1
Рис. 103	1	Рис. 104	1	Рис. 105	1
Рис. 106	1	Рис. 107	1	Рис. 108	1
Рис. 109	1	Рис. 110	1	Рис. 111	1
Рис. 112	1	Рис. 113	1	Рис. 114	1
Рис. 115	1	Рис. 116	1	Рис. 117	1
Рис. 118	1	Рис. 119	1	Рис. 120	1
Рис. 121	1	Рис. 122	1	Рис. 123	1
Рис. 124	1	Рис. 125	1	Рис. 126	1
Рис. 127	1	Рис. 128	1	Рис. 129	1
Рис. 130	1	Рис. 131	1	Рис. 132	1
Рис. 133	1	Рис. 134	1	Рис. 135	1
Рис. 136	1	Рис. 137	1	Рис. 138	1
Рис. 139	1	Рис. 140	1	Рис. 141	1
Рис. 142	1	Рис. 143	1	Рис. 144	1
Рис. 145	1	Рис. 146	1	Рис. 147	1
Рис. 148	1	Рис. 149	1	Рис. 150	1
Рис. 151	1	Рис. 152	1	Рис. 153	1
Рис. 154	1	Рис. 155	1	Рис. 156	1
Рис. 157	1	Рис. 158	1	Рис. 159	1
Рис. 160	1	Рис. 161	1	Рис. 162	1
Рис. 163	1	Рис. 164	1	Рис. 165	1
Рис. 166	1	Рис. 167	1	Рис. 168	1
Рис. 169	1	Рис. 170	1	Рис. 171	1
Рис. 172	1	Рис. 173	1	Рис. 174	1
Рис. 175	1	Рис. 176	1	Рис. 177	1
Рис. 178	1	Рис. 179	1	Рис. 180	1
Рис. 181	1	Рис. 182	1	Рис. 183	1
Рис. 184	1	Рис. 185	1	Рис. 186	1
Рис. 187	1	Рис. 188	1	Рис. 189	1
Рис. 190	1	Рис. 191	1	Рис. 192	1
Рис. 193	1	Рис. 194	1	Рис. 195	1
Рис. 196	1	Рис. 197	1	Рис. 198	1
Рис. 199	1	Рис. 200	1	Рис. 201	1
Рис. 202	1	Рис. 203	1	Рис. 204	1
Рис. 205	1	Рис. 206	1	Рис. 207	1
Рис. 208	1	Рис. 209	1	Рис. 210	1
Рис. 211	1	Рис. 212	1	Рис. 213	1
Рис. 214	1	Рис. 215	1	Рис. 216	1
Рис. 217	1	Рис. 218	1	Рис. 219	1
Рис. 220	1	Рис. 221	1	Рис. 222	1
Рис. 223	1	Рис. 224	1	Рис. 225	1
Рис. 226	1	Рис. 227	1	Рис. 228	1
Рис. 229	1	Рис. 230	1	Рис. 231	1
Рис. 232	1	Рис. 233	1	Рис. 234	1
Рис. 235	1	Рис. 236	1	Рис. 237	1
Рис. 238	1	Рис. 239	1	Рис. 240	1
Рис. 241	1	Рис. 242	1	Рис. 243	1
Рис. 244	1	Рис. 245	1	Рис. 246	1
Рис. 247	1	Рис. 248	1	Рис. 249	1
Рис. 250	1	Рис. 251	1	Рис. 252	1
Рис. 253	1	Рис. 254	1	Рис. 255	1
Рис. 256	1	Рис. 257	1	Рис. 258	1
Рис. 259	1	Рис. 260	1	Рис. 261	1
Рис. 262	1	Рис. 263	1	Рис. 264	1
Рис. 265	1	Рис. 266	1	Рис. 267	1
Рис. 268	1	Рис. 269	1	Рис. 270	1
Рис. 271	1	Рис. 272	1	Рис. 273	1
Рис. 274	1	Рис. 275	1	Рис. 276	1
Рис. 277	1	Рис. 278	1	Рис. 279	1
Рис. 280	1	Рис. 281	1	Рис. 282	1
Рис. 283	1	Рис. 284	1	Рис. 285	1
Рис. 286	1	Рис. 287	1	Рис. 288	1
Рис. 289	1	Рис. 290	1	Рис. 291	1
Рис. 292	1	Рис. 293	1	Рис. 294	1
Рис. 295	1	Рис. 296	1	Рис. 297	1
Рис. 298	1	Рис. 299	1	Рис. 300	1
Рис. 301	1	Рис. 302	1	Рис. 303	1
Рис. 304	1	Рис. 305	1	Рис. 306	1
Рис. 307	1	Рис. 308	1	Рис. 309	1
Рис. 310	1	Рис. 311	1	Рис. 312	1
Рис. 313	1	Рис. 314	1	Рис. 315	1
Рис. 316	1	Рис. 317	1	Рис. 318	1
Рис. 319	1	Рис. 320	1	Рис. 321	1
Рис. 322	1	Рис. 323	1	Рис. 324	1
Рис. 325	1	Рис. 326	1	Рис. 327	1
Рис. 328	1	Рис. 329	1	Рис. 330	1
Рис. 331	1	Рис. 332	1	Рис. 333	1
Рис. 334	1	Рис. 335	1	Рис. 336	1
Рис. 337	1	Рис. 338	1	Рис. 339	1
Рис. 340	1	Рис. 341	1	Рис. 342	1
Рис. 343	1	Рис. 344	1	Рис. 345	1
Рис. 346	1	Рис. 347	1	Рис. 348	1
Рис. 349	1	Рис. 350	1	Рис. 351	1
Рис. 352	1	Рис. 353	1	Рис. 354	1
Рис. 355	1	Рис. 356	1	Рис. 357	1
Рис. 358	1	Рис. 359	1	Рис. 360	1
Рис. 361	1	Рис. 362	1	Рис. 363	1
Рис. 364	1	Рис. 365	1	Рис. 366	1
Рис. 367	1	Рис. 368	1	Рис. 369	1
Рис. 370	1	Рис. 371	1	Рис. 372	1
Рис. 373	1	Рис. 374	1	Рис. 375	1
Рис. 376	1	Рис. 377	1	Рис. 378	1
Рис. 379	1	Рис. 380	1	Рис. 381	1
Рис. 382	1	Рис. 383	1	Рис. 384	1
Рис. 385	1	Рис. 386	1	Рис. 387	1
Рис. 388	1	Рис. 389	1	Рис. 390	1
Рис. 391	1	Рис. 392	1	Рис. 393	1
Рис. 394	1	Рис. 395	1	Рис. 396	1
Рис. 397	1	Рис. 398	1	Рис. 399	1
Рис. 400	1	Рис. 401	1	Рис. 402	1
Рис. 403	1	Рис. 404	1	Рис. 405	1
Рис. 406	1	Рис. 407	1	Рис. 408	1
Рис. 409	1	Рис. 410	1	Рис. 411	1
Рис. 412	1	Рис. 413			

Ситуационный план (1500)



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Трубопровод проектируемый наземный
	Трубопровод проектируемый подземный
	Выщелочный трубопровод
	HC - Нефтегазосварный трубопровод
	Sp - Трубопровод сброса с предохранительных клапанов
	Д - Трубопровод дренажа
	Р - Трубопровод реагента
	ЛО - Трубопровод откачки из дренажной емкости
	П - Трубопровод пропарки
	С - Трубопровод выкачки емкости
	ВВ - Высоконапорный водовод из сети ПВД
	ВВО - Высоконапорный водовод от водозаборной скважины
	ВВ1 - Высоконапорный водовод к нагнетательной скважине

Экспликация зданий и сооружений (начало)

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Проектируемые объекты	
	Этап. Обустройство куста скважин № 34 позиция 1 обустройство скважины №1	
1	Устье водозаборной скважины №1	
25.1	Блок гребенчат	
26.1	Автоматизированная измерительная установка АИУ	
28.1	Емкость подземная горизонтальная дренажная ЕД-1 V= 75 м³	
29.1	Проектная точка с маневровым ПМ-1	
29.3	Проектная точка с маневровым ПМ-3	
30	Площадка электрооборудования	
30.1	2 КТПН-2500/35/0,4 кВ	
30.2	Блок аппаратный АИУ	
32	Блок редуцирующих устройств	
33.1	Площадка для размещения пожарной техники	
	Этап. Обустройство скважины №2 куста № 34	
2	Устья добывающих скважин №2	
27.1	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №3 куста № 34	
3	Устья нагнетательных скважин №3	
27.2	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №4 куста № 34	
4	Устья нагнетательных скважин №4	
27.3	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №5 куста № 34	
5	Устья нагнетательных скважин №5	
27.4	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №6 куста № 34	
6	Устья нагнетательных скважин №6	
27.5	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №7 куста № 34	
7	Устья добывающих скважин №7	
27.6	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №8 куста № 34	
8	Устья нагнетательных скважин №8	
27.7	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №9 куста № 34	
9	Устья добывающих скважин №9	
27.8	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №10 куста № 34	
10	Устья нагнетательных скважин №10	
27.9	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №11 куста № 34	
11	Устья добывающих скважин №11	
27.10	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №12 куста № 34	
12	Устья нагнетательных скважин №12	
27.11	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №13 куста № 34	
13	Устья водозаборной скважины №13	
25.2	Блок гребенчат	
26.2	Автоматизированная измерительная установка АИУ	
28.2	Емкость подземная горизонтальная дренажная ЕД-2 V= 75 м³	
29.2	Проектная точка с маневровым ПМ-2	
31	Площадка электрооборудования	
31.1	2 КТПН-2500/35/0,4 кВ	
31.2	Блок аппаратный АИУ	
33.2	Площадка для размещения пожарной техники	

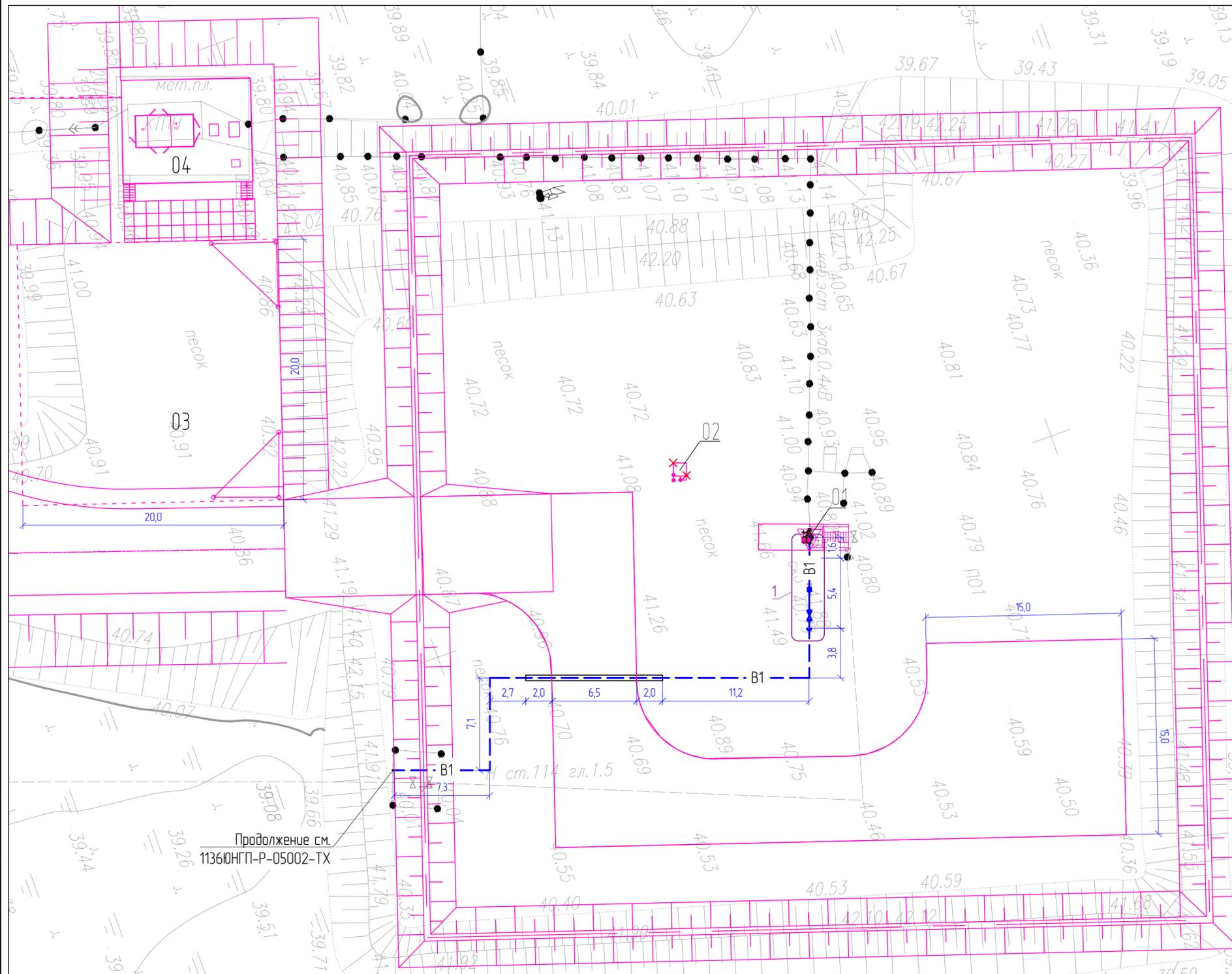
Экспликация зданий и сооружений (окончание)

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Проектируемые объекты	
	Этап. Обустройство скважины №14 куста № 34	
14	Устья нагнетательных скважин №14	
27.12	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №15 куста № 34	
15	Устья нагнетательных скважин №15	
27.13	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №16 куста № 34	
16	Устья нагнетательных скважин №16	
27.14	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №17 куста № 34	
17	Устья добывающих скважин №17	
27.15	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №18 куста № 34	
18	Устья нагнетательных скважин №18	
27.16	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №19 куста № 34	
19	Устья добывающих скважин №19	
27.17	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №20 куста № 34	
20	Устья нагнетательных скважин №20	
27.18	Скважинная установка дозирования ингибитора с	
	Этап. Обустройство скважины №21 куста № 34	
21	Устья добывающих скважин №21	
27.19	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №22 куста № 34	
22	Устья нагнетательных скважин №22	
27.20	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №23 куста № 34	
23	Устья добывающих скважин №23	
27.21	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	
	Этап. Обустройство скважины №24 куста № 34	
24	Устья нагнетательных скважин №24	
27.22	Скважинная установка дозирования ингибитора солеотложения СУДР	

33/У-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-002					
«Куст скважин № 34. Обустройство объектов эксплуатации Заводско-Земельного участка. Планировка-разрешенная площадка в районе 210»					
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разр.	Сотолова	07.22		07.22	Куст скважин № 34
Пробир.	Тимова	07.22		07.22	Лист 1
Нач. отд.	Нурмухамбетов	07.22		07.22	
Н. констр.	Беркина	07.22		07.22	
ГИП	Важнов	07.22		07.22	



Ситуационный план 1:250



Продолжение см. 1136ЮНП-Р-05002-ТХ

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадратов сетки
Проектируемые объекты по ш.1136ЮНП		
02	Установка дозирования хлорагента	Демонтаж
03	Площадка стоянки пожарной техники	
04	КТП №1 ПО	
Существующие объекты		
01	Скважина 1ПО	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Высоковольтный водовод до наземных скважин
	Демонтаж

Примечание:

1 На чертеже принята размерная единица метр.

33/У-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-004

«Куст скважин № 34. Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО»

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Перевод скважины 1ПО в наземное	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Газетдинов		<i>Газетдинов</i>	07.22		П	1	
Проверил		Тимова		<i>Тимова</i>	07.22				
Нач. отд.		Нугуманов		<i>Нугуманов</i>	07.22	Ситуационный план 1:250	ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис»		
Н. контр.		Беркань		<i>Беркань</i>	07.22				
ГИП		Даянов		<i>Даянов</i>	07.22				

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

## ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Поз. Обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
	Оборудование площадки скважины №2ПО			
№2ПО	Устье скважины нагнетательной	1	Тип фонтанной арматуры АФК 65х350	не входит в комплект проектной документации
КШД	Кран шаровой дроссельный	1	DN65, PN350	

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

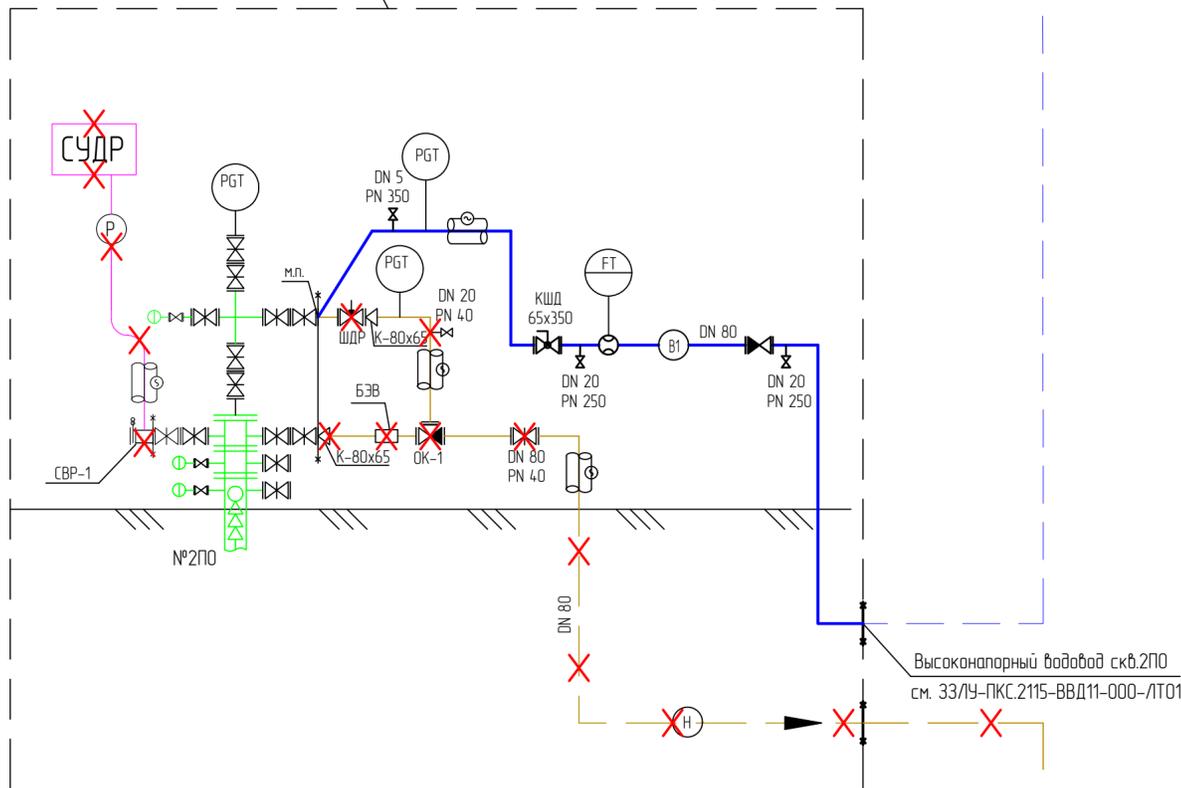
Обозначение	Наименование
	Трубопровод проектируемый наземный
	Трубопровод проектируемый подземный
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный коллектор
	Замерный коллектор нефти
	Высоконапорный водовод-коллектор
	Высоконапорный водовод до нагнетательных скважин
	Высоконапорный водовод от водозаборных скважин
	Трубка подачи реагента
	Задвижка клиновья
	Клапан (затвор) обратный
	Кран трехходовой с электроприводом
	Тепловая изоляция
	Граница проектирования
	Демонтаж существующих сооружений

## ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

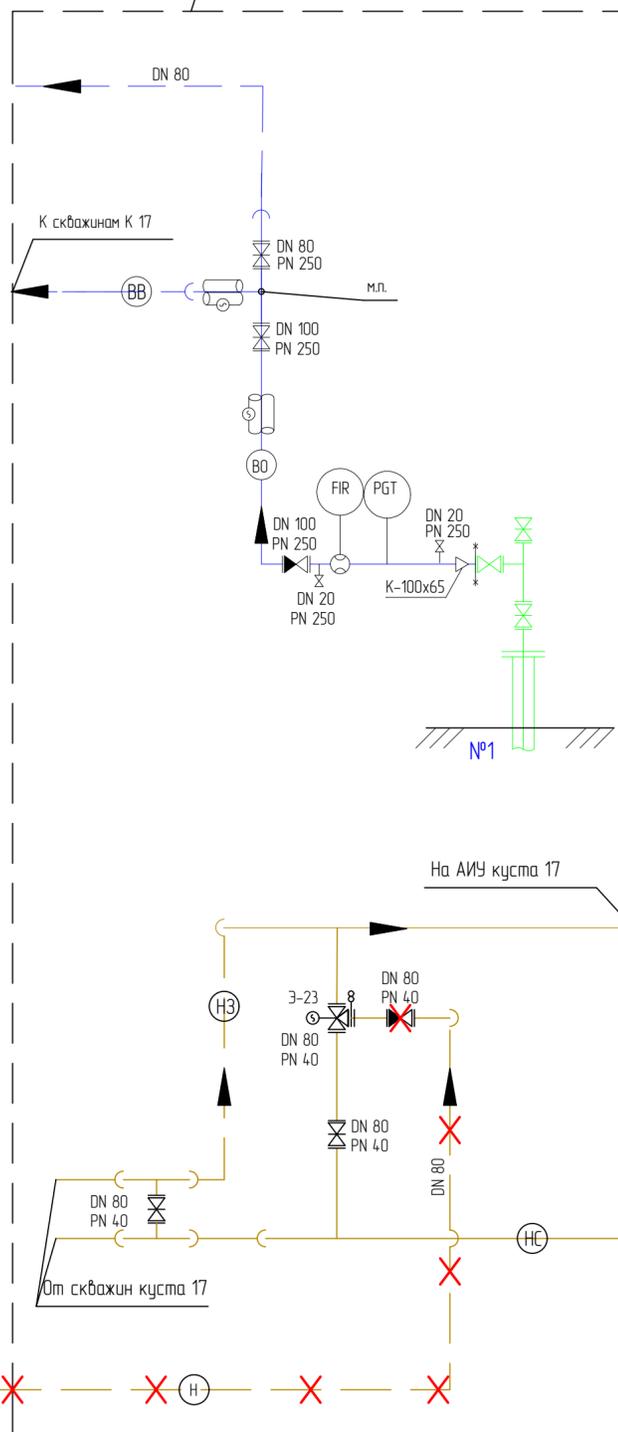
№ линии	Наименование трубопровода	Параметры среды		Взрыво и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1044-91	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1007-76	Группа и категория	Способ прокладки
		Траб. Tmax. °C	Рраб. Pрасч. МПа				
BB	Высоконапорный водовод - коллектор	5.40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, назем, с изол., э/о
B1	Высоконапорный водовод до нагнетательных скважин	5.40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, назем, с изол., э/о
B0	Высоконапорный водовод от водозаборной скважины	5.40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, назем, с изол., э/о

33/У-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-005							
Куст скважин № 34. Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО							
Изм.	Кол.Уч.	Лист	Издк	Подпись	Дата	Скважина № 2ПО	
Исполнил	Исполн	Исполн	Исполн	Исполн	Исполн		Стандия
Исполн	Исполн	Исполн	Исполн	Исполн	Исполн		Лист
Исполн	Исполн	Исполн	Исполн	Исполн	Исполн		Листов
Исполн						п	5
Исполн						000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"	
Исполн						Схема технологическая принципиальная	
Исполн						09.2020	
Исполн						09.2020	
Исполн						09.2020	

### Площадка скважины №2ПО (см.ш.ХНТ19-18)

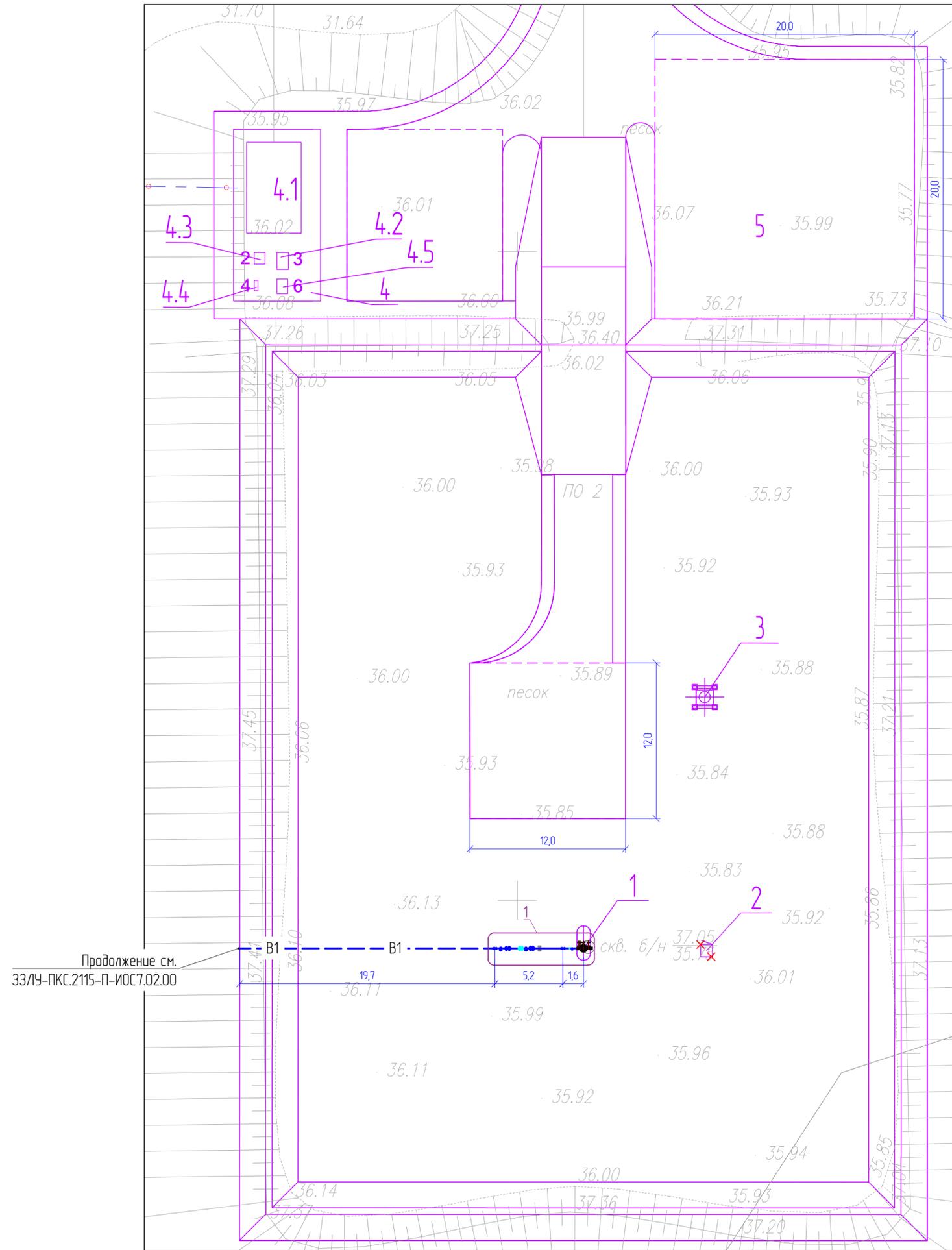


### Площадка куста скважин №17



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

Ситуационный план 1:250



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадратов сетки
Проектируемые объекты по ш. ХНТ19-18 (ЗПО)		
1	Скважина ЗПО	
2	СУДР	Демонтаж
3	Проекторная мачта с молниеотводом ВГМ	
4	Площадка электрооборудования	
4.1	КТПНУ-2500/35/0,4 кВ	
4.2	Трансформатор повышающего типа ТМПН	
4.3	СУ (система управления ЭЦН)	
4.4	УКРМ (устройство компенсации реактивной мощности)	
4.5	ШТМ (шкаф кустовой телемеханики)	
5	Площадка для размещения пожарной техники	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Высоковольтный ввод до нагнетательных скважин
	Демонтаж

Примечание:

1 На чертеже принята размерная единица метр.

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-006					
«Куст скважин № 34. Оборудование объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе ЗПО»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработ.	Газетдинов			<i>Газетдинов</i>	07.22
Проверил	Тимова			<i>Тимова</i>	07.22
Нач. отд.	Нугуманов			<i>Нугуманов</i>	07.22
Н. контр.	Беркань			<i>Беркань</i>	07.22
ГИП	Даянов			<i>Даянов</i>	07.22
Перевод скважины ЗПО в нагнетание				Стадия	Лист
				п	1
Ситуационный план 1:250				ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис»	

Создано

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

# ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Поз. Обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
	Оборудование площадки скважины №3ПО			
№3ПО	Устье скважины нагнетательной	1	Тип фонтанной арматуры АФК 65х350	не входит в комплект проектной документации
КШД	Кран шаровой дроссельный	1	DN65, PN350	

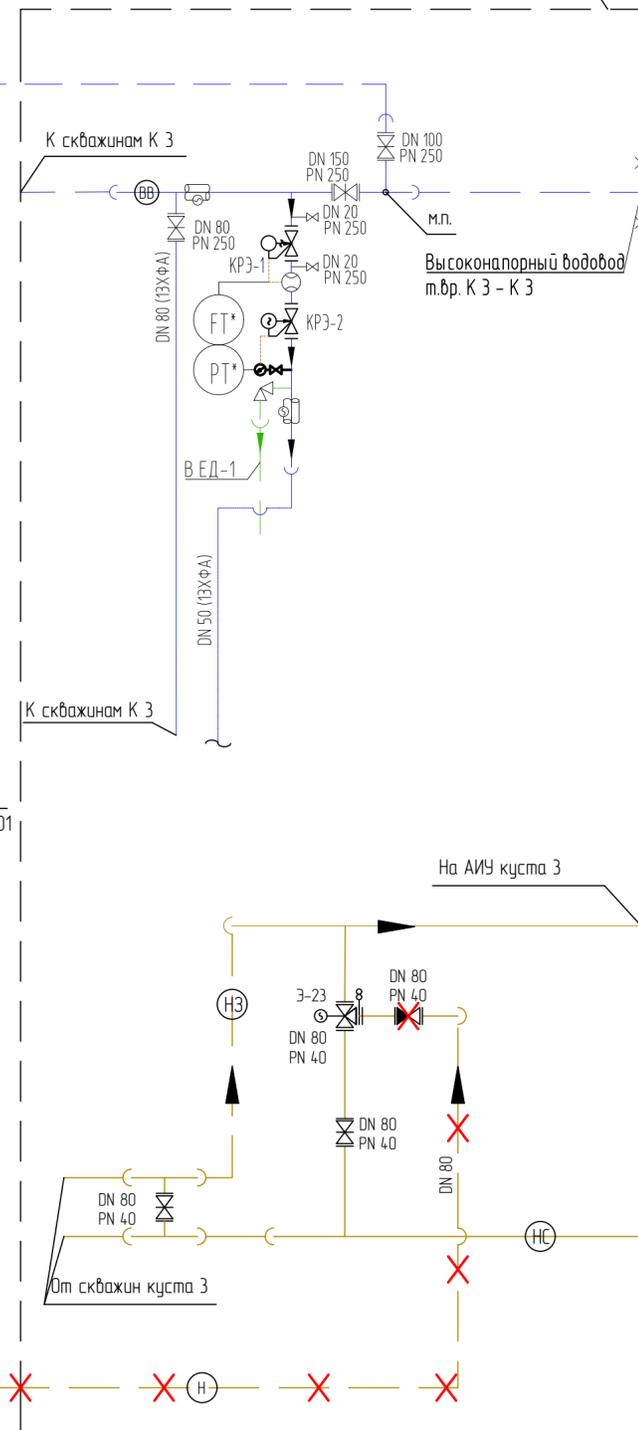
## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Трубопровод проектируемый наземный
	Трубопровод проектируемый подземный
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный коллектор
	Замерный коллектор нефти
	Высоконапорный водовод-коллектор
	Высоконапорный водовод до нагнетательных скважин
	Высоконапорный водовод от водооборных скважин
	Трубка подачи реагента
	Задвижка клиновья
	Клапан (затвор) обратный
	Кран трехходовой с электроприводом
	Тепловая изоляция
	Граница проектирования
	Демонтаж существующих сооружений

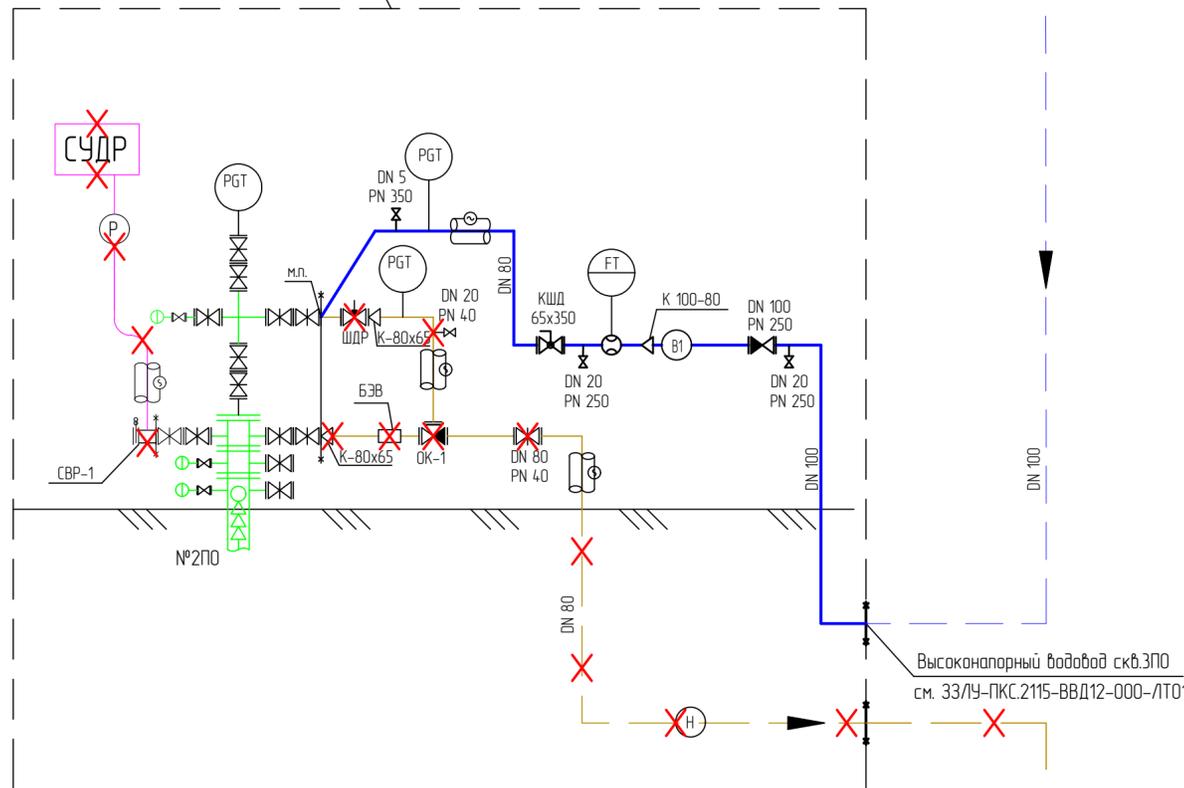
## ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

№ линии	Наименование трубопровода	Параметры среды		Взрыво и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1044-91	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1007-76	Группа и категория	Способ прокладки
		Траб. °C	Рраб. МПа				
BB	Высоконапорный водовод - коллектор	5,40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, назем, с изол., э/о
B1	Высоконапорный водовод до нагнетательных скважин	5,40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, назем, с изол., э/о

### Площадка куста скважин №3



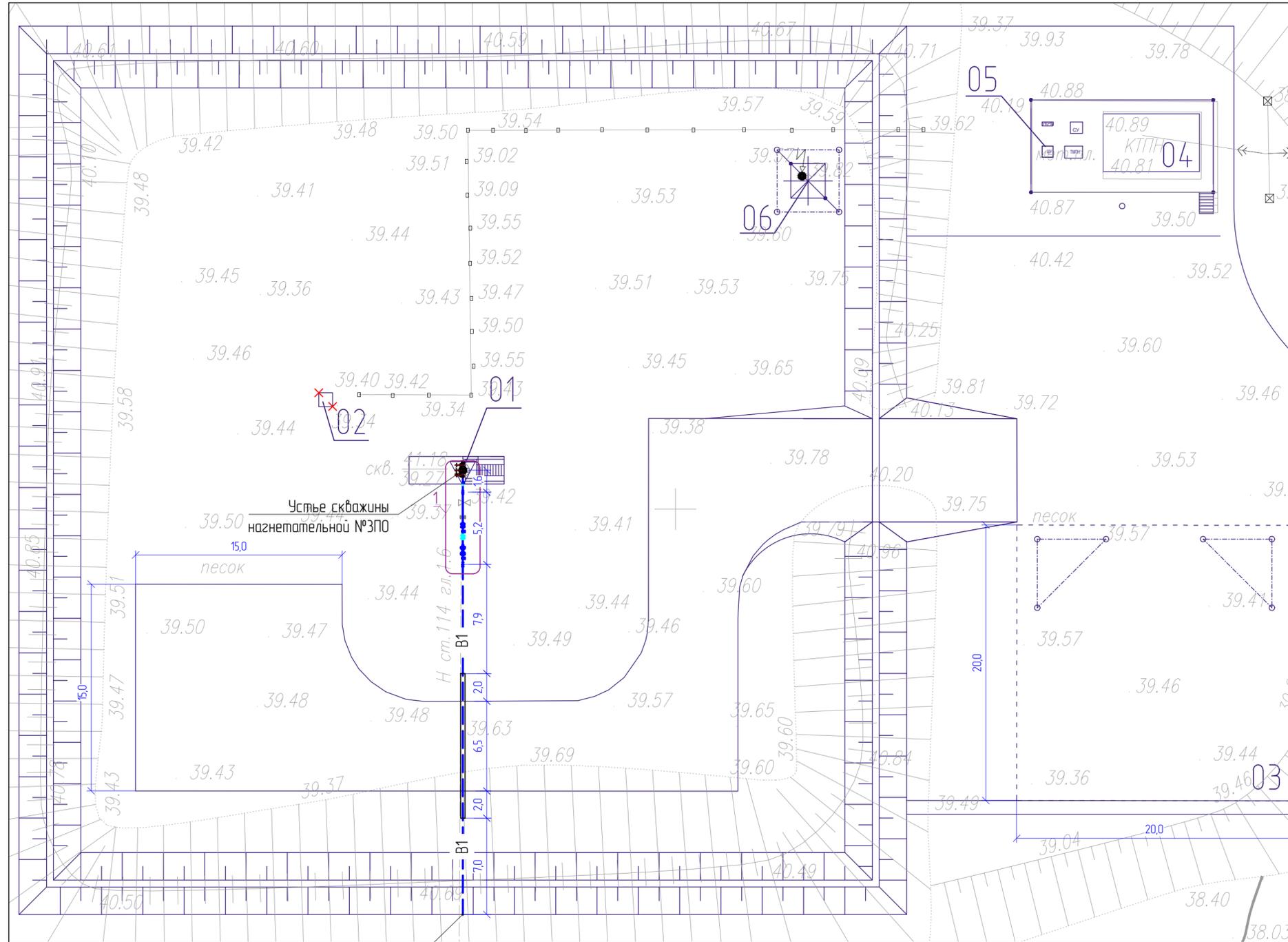
### Площадка скважины №3ПО (см.ш.1178ЮНГП)



Изм. №	подл.	Дата
Взам. инв. №		

33/У-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-007					
Куст скважин № 34. Обустройство объекта эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО					
Изм.	Кол.Уч.	Лист	Ндк	Подпись	Дата
Проектировщик					05.2020
Проработ					05.2020
Инженер					05.2020
Инженер					05.2020
М.П.					05.2020
Схема технологическая принципиальная					000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"

Ситуационный план 1:250



Продолжение см.  
33/У-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадратов сетки
Проектируемые объекты по ш. 1178ЮНГП		
01	Поисково-оценочная скважина № ЗПО	
02	СУДР	Демонтаж
03	Площадка стоянки пожарной техники	
04	КТПН 35/0,4 кВ	
05	Шкаф СТМ	
06	Мачта связи	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Высоковольтный ввод до нагнетательных скважин
	Демонтаж

Примечание:

1 На чертеже принята размерная единица метр.

33/У-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-ГЧ-008

«Куст скважин № 34. Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе ЗПО»

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Бочарова	1/2			07.22			
Проверил	Тимова				07.22			
Нач. отд.	Нугуманов				07.22	Ситуационный план 1:250	000 ЭПЦ «Трубопроводсервис»	
Н. контр.	Беркань				07.22			
ГИП	Даянов				07.22			

Согласовано

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

## ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Поз. Обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
	Оборудование площадки скважины №8ПО			
№8ПО	Устье скважины нагнетательной	1	Тип фонтанной арматуры АФК 65х350	не входит в комплект проектной документации
КШД	Кран шаровой дроссельный	1	DN65, PN350	

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

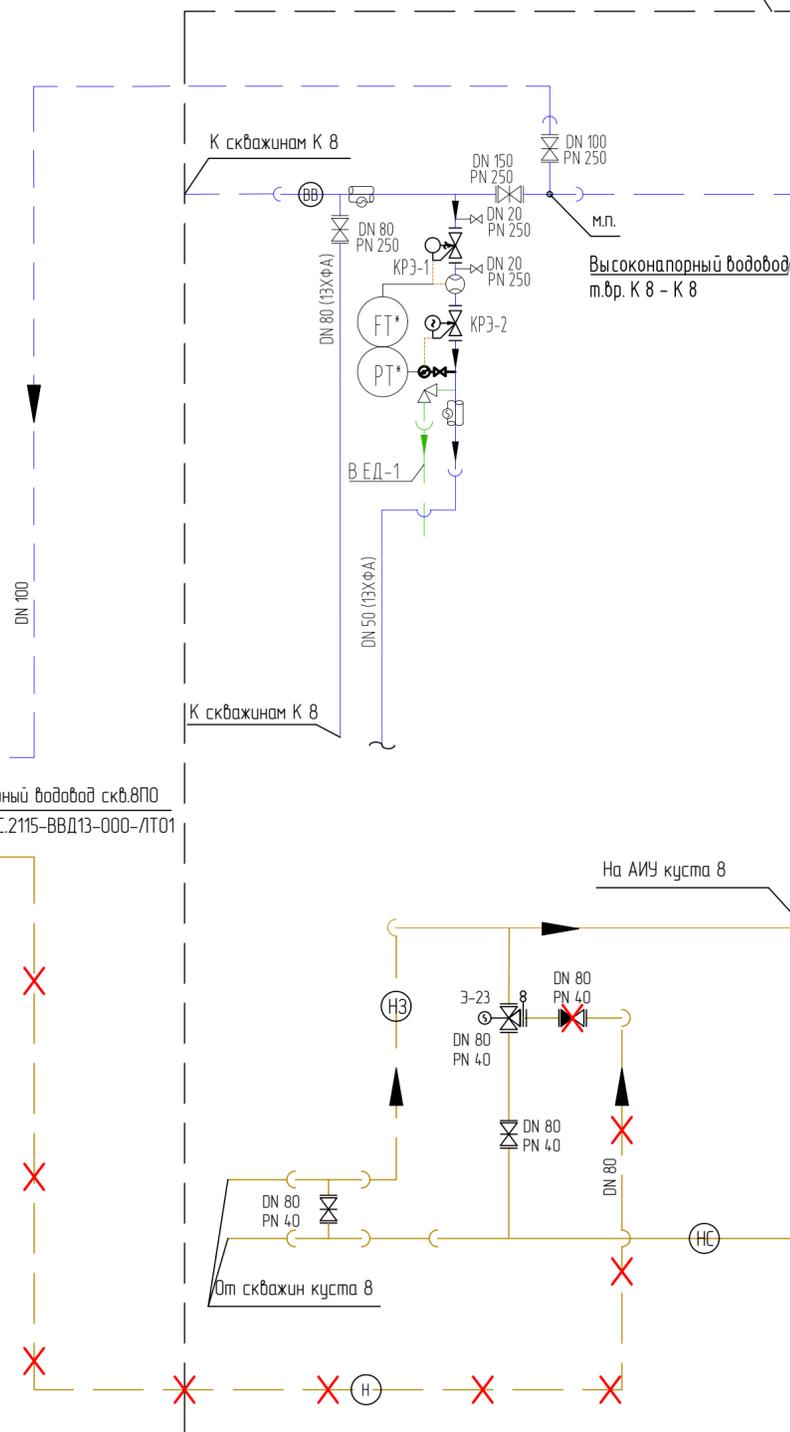
Обозначение	Наименование
	Трубопровод проектируемый наземный
	Трубопровод проектируемый подземный
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный коллектор
	Замерный коллектор нефти
	Высоконапорный водовод-коллектор
	Высоконапорный водовод до нагнетательных скважин
	Высоконапорный водовод от водооборных скважин
	Трубка подачи реагента
	Задвижка клиновья
	Клапан (затвор) обратный
	Кран трехходовой с электроприводом
	Тепловая изоляция
	Граница проектирования
	Демонтаж существующих сооружений

## ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

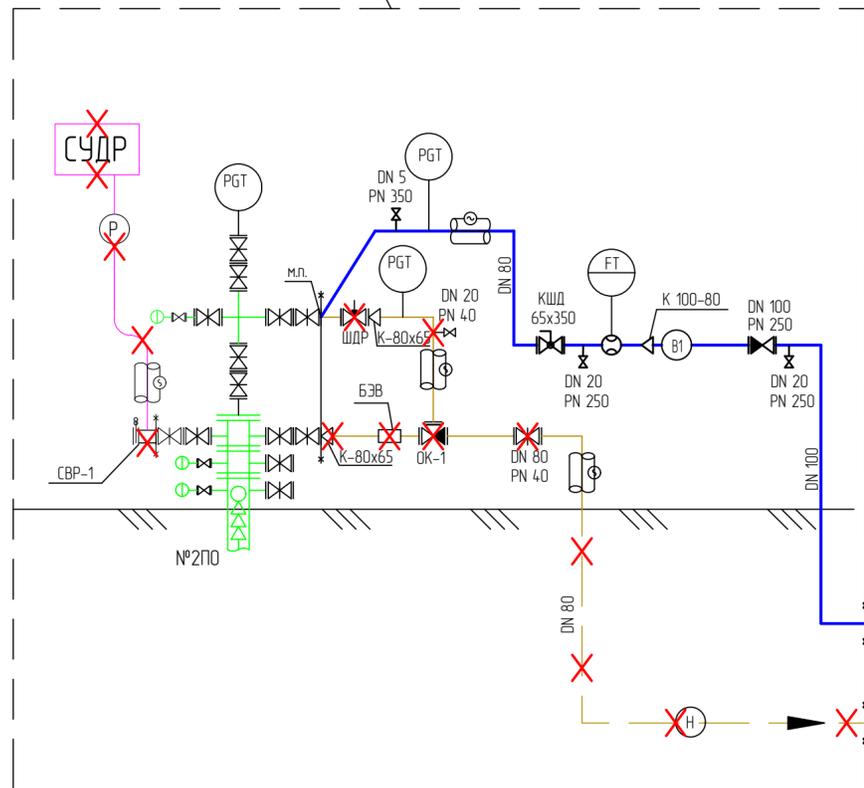
№ линии	Наименование трубопровода	Параметры среды		Взрыво и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1044-91	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1007-76	Группа и категория	Способ прокладки
		Траб. °C	Рраб. МПа				
BB	Высоконапорный водовод - коллектор	5,40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, назем, с изол., э/о
B1	Высоконапорный водовод до нагнетательных скважин	5,40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, назем, с изол., э/о

33/У-ПКС.2115-П-ИОС7.01.00-Г4-009						
Куст скважин № 34. Обустройство объекта эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО						
Изм.	Кол.Уч.	Лист	№док	Подпись	Дата	Скважина № 8ПО
Исполнил	Исполнил	Исполнил	Исполнил	Исполнил	Исполнил	
Исполнил	Исполнил	Исполнил	Исполнил	Исполнил	Исполнил	Схема технологическая принципиальная
Исполнил	Исполнил	Исполнил	Исполнил	Исполнил	Исполнил	
Исполнил	Исполнил	Исполнил	Исполнил	Исполнил	Исполнил	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

## Площадка куста скважин №8



## Площадка скважины №8ПО (см.ш.1178ЮНГП)



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

