

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

**«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на
месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части
газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на
месторождении Сарыбулак»
ТОО «Кумколь Транс Сервис»**

Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Рег. № _____
Экз. № _____

Директор:

ТОО «KJS Project & Consulting»



Батманов А.К.

г. Актау, 2026 г.

Проектные решения соответствуют действующим инструкциям, ГОСТам, правилам и обеспечивают безопасную эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий по охране труда, технике безопасности и взрывопожаробезопасности.

Главный инженер проекта

Н.С. Нураганова

						№31/ОК-6205-ПЗ			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Нураганова			05.26	«Расширение системы сбора НГ С (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Т. контр.		Нураганова			05.26		РП	2	107
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка	 ТОО «KJS Project & Consulting» г. Актау, 2026г.		

СОСТАВ ПРОЕКТА	
-----------------------	--

[illegible]

						№31/ОК-6205-ПЗ			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нураганова		05.26	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов	
Т. контр.		Нураганова		05.26		РП	3		
Н. контр.		Хасанов		05.26					
ГИП		Нураганова		05.26	Пояснительная записка		ТОО «KJS Project & Consulting» Актау, 2026г.		

Содержание

1	ОБЩАЯ ЧАСТЬ	7
1.1.	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	8
1.2.	КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА	8
1.3.	СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ	9
1.4.	ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ	9
1.5.	ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	10
1.6.	ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ГЕНЕРАЛЬНОМУ ПЛАНУ	11
1.7.	ИНЖЕНЕРНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ	12
1.8.	ПЛАНИРОВОЧНЫЕ И АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ	14
2	ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН И ТРАНСПОРТ	16
2.1.	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	17
2.2.	РАЙОН СТРОИТЕЛЬСТВА	17
2.3.	ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	17
2.3.1.	Климат	17
2.3.2.	Геоморфология, рельеф	18
2.3.3.	Гидрогеологические условия	18
2.3.4.	Физико-механические свойства грунтов	18
2.3.5.	Сейсмичность	19
2.4.	ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ	19
2.4.1.	Площадки нефтедобывающих скважин	19
2.4.2.	Площадка сбора НГС	20
2.4.3.	Организация рельефа	21
2.5.	ПРОМЫСЛОВАЯ АВТОДОРОГА	21
2.5.1.	Земляное полотно	22
2.5.2.	Дорожная одежда	22
2.5.3.	Примыкание	22
2.5.4.	Обустройство дорог	23
2.6.	ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ	23
3	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	24
3.1.	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	25
3.2.	ВВЕДЕНИЕ	25
3.3.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ СБОРА НГС	26
3.4.	ПРОЕКТИРУЕМЫЕ СООРУЖЕНИЯ	27
3.4.1.	Обустройство площадок устьев добывающих скважин	28
3.4.2.	Выкидные линии	29
3.4.3.	Площадка сбора НГС	31
3.4.4.	Технологические трубопроводы	38
3.4.5.	Газопровод от Площадки сбора НГС до существующей площадки	40
3.5.	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ПО ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ	42
3.6.	КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНЫХ И ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ	42
3.7.	РЕЖИМ РАБОТЫ И ЧИСЛЕННОСТЬ ПЕРСОНАЛА	43
4	АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ	44
4.1.	ВВЕДЕНИЕ	45
4.2.	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	45
4.3.	ОБЪЕМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	46
4.3.1.	Опоры ОП-1 и площадка обслуживания ПО-1 на устье скважин	47
4.3.2.	Фундамент для крепления якорей оттяжек	47
4.3.3.	Площадка под ремонтный агрегат	47
4.3.4.	Ограждение устья скважин	48
4.3.5.	Кабельная эстакада мобильная	48
4.3.6.	Площадка с навесом и ограждением для трансформатора повышающего и станции управления ЭЦН	48
4.3.7.	Площадка КТПН-100 и 400/10/0.4кВ с ограждением	48
4.3.8.	Площадка манифольда М-1	48
4.3.9.	Площадка подогревателя нефти П-1	49
4.3.10.	Площадка газосепаратора ГС-1	49
4.3.11.	Площадка блочной компрессорной станции ДКС-1	50
4.3.12.	Площадка нефтегазового сепаратора НГС-1	50

						№31/ОК-6205-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		4

4.3.13. Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2	51
4.3.14. Площадка дренажной емкости ДЕ-1	52
4.3.15. Площадка буферных емкостей БЕ-1/2/3/4.....	52
4.3.16. Площадка стояка налива нефти СН-1	52
4.3.17. Станция пенного пожаротушения «Гейзер»	53
4.3.18. Площадка резервуаров запаса противопожарной воды БЕП-65	53
4.3.19. Свеча рассеивания газа С-1 и вытяжная свеча	54
4.3.20. Фундамент ЗФ-3 для молниеотвода МОГК-12-IV.....	54
4.3.21. Операторная	54
4.3.22. Межплощадочные опоры и переход ПРХ-1	54
4.3.23. Ограждение ОГ-1 Площадки сбора НГС.....	55
4.4. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	55
4.5. БЫТОВОЕ И МЕДИЦИНСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ	55
5 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ.....	56
5.1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	57
5.1.1. Введение	57
5.1.2. Краткая характеристика района строительства	58
5.2. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТИРУЕМЫЕ СООРУЖЕНИЯ.....	58
5.3. ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ	58
5.4. ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ 10кВ	59
5.5. СИЛОВОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ	60
5.5.1. Площадки скважин К-14, К-16, К-28, К-102.....	60
5.5.2. Площадка сбора НГС.....	61
5.6. КАБЕЛЬНЫЕ СЕТИ И ЭЛЕКТРОПРОВОДКИ.....	62
5.7. ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ.....	63
6 АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА	65
6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	66
6.2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	66
6.3. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЕ	67
6.4. МОНТАЖ И ПУСКО-НАЛАДКА.....	70
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ	71
7.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	72
7.2. ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	72
7.3. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ	73
7.3.1. Площадки скважин К-14, К-16, К-28, К-102.....	73
7.3.2. Площадка сбора НГС.....	73
7.4. ПЛОЩАДКА СБОРА НГС	76
7.4.1. Площадка входного манифольда М-1	76
7.4.2. Площадка подогревателя нефти П-1.....	76
7.4.3. Площадка нефтегазового сепаратора НГС-1	76
7.4.4. Площадка газосепаратора ГС-1.....	76
7.4.5. Площадка блочной компрессорной станции ДКС-1.....	76
7.4.6. Площадка буферных емкостей БЕ-1/2/3/4.....	77
7.4.7. Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2	77
7.4.8. Площадка стояка налива нефти СН-1	77
7.4.9. Площадка дренажной емкости ДЕ-1	77
7.5. СИСТЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ ЗАГАЗОВАННОСТИ	78
7.6. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЗМАМИ	78
7.7. МОНТАЖ ПРИБОРОВ	79
7.8. КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ	79
7.9. ЭЛЕКТРОПИТАНИЕ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ	79
7.10. ТРЕБОВАНИЯ К БЕЗОПАСНОСТИ.....	80
8 АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ.....	81
8.1. ВВЕДЕНИЕ.....	82
8.2. ФУНКЦИИ СИСТЕМЫ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ.....	82
8.3. ОБЪЕКТЫ УСТАНОВКИ СИСТЕМЫ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ.....	83
8.4. ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ	83
8.5. ЗДАНИЕ ОПЕРАТОРНОЙ	83
8.6. ПЛОЩАДКА ПОДОГРЕВАТЕЛЯ НЕФТИ П-1	84
8.7. ЭЛЕКТРОПИТАНИЕ СИСТЕМЫ АПС.....	84

8.8.	МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ	84
8.9.	КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ	85
9	ПОЖАРОТУШЕНИЕ	86
9.1.	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	87
9.2.	ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	87
9.3.	ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ	88
9.4.	ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ	90
9.4.1.	Расчетные расходы огнетушащих средств	90
9.4.2.	Первичные средства пожаротушения	91
9.5.	ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ	92
9.6.	ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ НА ПРОЕКТИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ	92
10	ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ	94
	ВНУТРЕННЯЯ СИСТЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ	95
10.1.	ВВЕДЕНИЕ	95
10.2.	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	95
10.3.	ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ	95
10.4.	СИСТЕМА ХОЛОДНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ В1	95
10.5.	СИСТЕМА ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ Т3	96
10.6.	СИСТЕМА ХОЗЯЙСТВЕННОЙ БЫТОВОЙ КАНАЛИЗАЦИИ	96
	НАРУЖНАЯ СИСТЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИЯ	96
10.7.	ВВЕДЕНИЕ	96
10.8.	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	96
10.9.	ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ	97
10.10.	СИСТЕМА НАРУЖНОГО ВОДООТВЕДЕНИЯ	97
11	ОТОПЛЕНИЕ И ВЕНТИЛЯЦИЯ	98
11.1.	ВВЕДЕНИЕ	99
11.2.	ОТОПЛЕНИЕ	99
11.3.	ВЕНТИЛЯЦИЯ	99
11.4.	МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ	99
12	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА И ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ	100
12.1.	ОБЩАЯ ЧАСТЬ	101
12.2.	ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА, КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИКА	102
12.3.	ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН	102
12.4.	АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ	102
12.5.	ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ	103
12.6.	КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ	103
12.7.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ СООРУЖЕНИЙ ОТ КОРРОЗИИ	103
12.8.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНЫХ УСЛОВИЙ ТРУДА И КОМФОРТНОСТИ	103
12.9.	ЗАЩИТА ПЕРСОНАЛА	104
	ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ	106

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

						№31/ОК-6205-ОЧ			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Нураганова			05.26	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Т. контр.		Нураганова			05.26		РП	7	
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка		ТОО «KJS Project & Consulting» Актау, 2026г.	

1.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Рабочий проект «Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис» выполнен на основании следующих документов:

- Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.;
- Задание на проектирование, выданное Заказчиком ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Исходными данными для проектирования являются:

- Ситуационный план месторождения Кайнар;
- Технические условия на подключение трубопроводов от 24.12.2025г.;
- Материалы инженерно-геодезических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в ноябре 2025г.;
- Материалы инженерно-геологических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в декабре 2025г.

Генеральной проектной организацией является ТОО «KJS Project & Consulting».

Территория строительства относится к району с сейсмичностью 6 баллов согласно СП РК 2.03-30-2017.

Вид строительства – расширение.

Сроки строительства: 2026г., будут уточняться контрактными условиями с подрядной организацией.

Генподрядная организация будет определена на тендерных условиях после завершения проектирования.

Согласно Правилам идентификации опасных производственных объектов, утвержденным приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 353, проектируемые сооружения идентифицируются как опасные производственные объекты, и в соответствии с Правилами определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам, утвержденными приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165 (Глава 2, п.9, пп.1), проектируемый объект относится к 1 уровню ответственности.

1.2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

В административном отношении месторождение Кайнар располагается в Сырдарьинском районе Кызылординской области.

Контрактная территория ТОО «Кумколь Транс Сервис» находится в юго-восточной части Арыскупского прогиба Южно-Торгайской впадины.

Ближайшим населенным пунктом является областной центр г. Кызылорда, расположенный в 160 км к югу от месторождения. В целом территория района месторождения необжитая. Дорожная сеть представлена грунтовыми и полевыми дорогами.

В 70 км к северо-западу от месторождения Кайнар расположено крупное месторождение Кумколь, связанное с областным центром асфальтированной автодорогой.

Рельеф местности слабохолмистый, местами нарушенный чинковыми зонами с развитой сетью оврагов. Грунты суглинистые, глинистые, песчаные. Широко распространены пухляки, солончаки, трудно проходимые в весенне-осенний период года.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками питьевой и технической воды являются артезианские воды.

						№31/ОК-6205-ОЧ	Лист
							8
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

1.3. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ

Месторождение Кайнар – действующее месторождение, на котором ведется добыча и промысловая подготовка нефти и газа. На месторождении развита сеть автомобильных дорог, электроснабжения и трубопроводов системы внутрипромыслового транспорта нефти и газа.

На месторождении осуществляются работы с целью промышленной добычи нефти и попутного нефтяного газа с последующей подготовкой и транспортировкой продукции. Инфраструктура месторождения включает кустовые площадки скважин, внутрипромысловые трубопроводы, технологические площадки, системы энергоснабжения и вспомогательные производственные объекты. Недропользователем месторождения является ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Фонд скважин на месторождении Кайнар ТОО "Кумколь ТрансСервис" на 2026 год

Название месторождения	Фонд скважин									Примечание
	всего скважин	в том числе								
		ликвидированных	в консервации	Во временной консервации	в испытании (в освоении)	в эксплуатации	в ожидание	в бурение	нагнетательные / наблюдательные	
Кайнар	12	8(№2;3;4;7;8,9;15;18)	2(№5,23)	0	0	2 (№10;32)	0	0	- / -	

Эксплуатация месторождения включает комплекс технологических процессов, обеспечивающих:

- добычу пластовой продукции из добывающих скважин;
- сбор и транспортировку нефти и газа;
- сепарацию продукции скважин;
- подготовку нефти до товарных параметров;
- компримирование и утилизацию попутного газа;
- поддержание пластового давления при необходимости.

В составе производственной инфраструктуры месторождения предусмотрены:

- добывающие и нагнетательные скважины;
- кустовые площадки;
- внутрипромысловые нефтегазопроводы;
- блок-боксы технологического оборудования;
- компрессорные и насосные станции;
- установки подготовки нефти и газа;
- системы электроснабжения, автоматики и КИПиА.

Транспортировка добываемой продукции осуществляется по системе внутрипромысловых коммуникаций с последующей передачей на объекты подготовки и магистрального транспорта. Район месторождения обеспечен транспортной доступностью посредством автомобильных дорог и железнодорожной инфраструктуры региона.

1.4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Проектная документация разрабатывается в одну стадию – рабочий проект (РП).

						№31/ОК-6205-ОЧ	Лист
							9
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В рамках расширения системы сбора НГС на месторождении Кайнар предусматриваются следующие проектные решения:

- Обустройство площадок четырех добывающих скважин с механизированным способом добычи с применением УЭЦН - скважины К-14, К-16, К-28, К-102;
- Строительство выкидных линий от скважин К-14, К-16, К-28, К-102 до Площадки сбора НГС;
- Строительство Площадки сбора НГС;
- Строительство подъездных дорог к скважинам К-14, К-16, К-28, К-102 и Площадке сбора НГС;
- Строительство газопровода от Площадки сбора НГС на м/р Кайнар до существующей площадки ГТЭС на м/р Сарыбулак;
- Система электроснабжения скважин К-14, К-16, К-28, К-102 и Площадки сбора НГС;
- Система автоматизации скважин К-14, К-16, К-28, К-102 и Площадки сбора НГС;
- Система пожаротушения на Площадке сбора НГС.

Технико-экономические показатели проектируемого объекта:

- Пропускная способность по жидкости:
 - скв. К-14 – 223 м³/сут;
 - скв. К-16 – 80 м³/сут;
 - скв. К- 28 – 132 м³/сут;
 - скв. К-102 – 156 м³/сут.
- Пропускная способность по газу:
 - скв. К-14 – 0 нм³/сут;
 - скв. К-16 – 5000 нм³/сут;
 - скв. К- 28 – 0 нм³/сут;
 - скв. К-102 – 7500 нм³/сут.
- Рабочее давление выкидных линий $P_{\text{раб}}=2,5$ МПа;
- Температура сырой нефти - 35°С;
- Средний газовый фактор - 100 м³/м³;
- Рабочее давление газопровода - 1,6 МПа.

Согласно требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, нефтяной и газовой отраслей промышленности, утвержденным приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355, в рабочем проекте предусмотрены безопасные расстояния объектов обустройства нефтегазового месторождения, составляющие более 500 м, от следующих существующих зданий и сооружений: жилые здания общежития, вахтовые поселки, общественные здания, промышленные и сельскохозяйственные объекты.

1.5. ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

В разделе Технологические решения в рамках расширения системы сбора НГС на месторождении Кайнар предусматриваются следующие проектные решения:

1. Обустройство площадок четырех добывающих скважин с механизированным способом добычи с применением УЭЦН - скважины К-14, К-16, К-28, К-102;
2. Строительство выкидных линий от скважин К-14, К-16, К-28, К-102 до Площадки сбора НГС;
3. Строительство Площадки сбора НГС;
4. Строительство технологических трубопроводов;

						№31/ОК-6205-ОЧ	Лист
							10
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

5. Строительство газопровода от Площадки сбора НГС на м/р Кайнар до существующей площадки ГТЭС на м/р Сарыбулак.

В рамках обустройства добывающих скважин с механизированным способом предусматривается строительство следующих сооружений:

- Технологическая обвязка устья скважин для механизированного способа добычи с применением УЭЦН;
- Площадка под ремонтный агрегат;
- Место под трубные мостки;
- Фундамент для якорей крепления оттяжек;
- Площадка КТПН;
- Площадка с навесом и ограждением для станции управления ЭЦН с повышающим трансформатором;
- Мобильная эстакада для силового кабеля и кабеля КИПиА;
- Отдельно стоящий молниеотвод на устье скважины;
- Ограждение устья скважины.

На проектируемой Площадке сбора НГС предусматривается строительство следующих сооружений:

- Площадка манифольда М-1 на восемь отводов для подключения скважин - 1 ед.;
- Площадка путевого подогревателя П-1, модель ПП-0,63, Q=1150 т/сут - 1 ед.
- Площадка трехфазного сепаратора НГС-1, модель НГС 1-П-1,6-2000-1-И, V=25 м³ - 1 ед.;
- Площадка газового сепаратора ГС-1, модель ГС 1-2,5-600-2-И, V=0,8 м³ - 1 ед.;
- Площадка блочной компрессорной станции ДКС-1, модель ТГА-20/1,5-13, Q=20м³/мин - 1 ед.;
- Площадка буферных емкостей БЕ-1/2/3/4, модель РГС-75, V=75 м³ - 4 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2, модель КМ-100-80-160Е-м, Q=100 м³/час - 2 ед.;
- Площадка стояка налива нефти СН-1, модель АСН-100А, Q=150 м³/час - 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости ДЕ-1 с полупогружным насосом НВЕ-50/50, модель ЕПП 25-2400-2-3, V=25 м³ - 1 ед.;
- Свеча рассеивания газа С-1, модель СР-0,05 - 1 ед.;
- Операторная - 1 ед.;
- Площадка резервуаров запаса противопожарной воды БЕП-65 – 2 ед.;
- Станция пенного пожаротушения СППТ "Гейзер" – 1 ед.

Выкидные линии от скважин К-14, К-16, К-28, К-102 до Площадки сбора НГС выполнены из стеклопластиковых ангидридных труб высокого давления Ø107,3х4,0 (4", Ру5,5 МПа). Прокладка выкидных линий предусматривается в подземном исполнении, глубина заложения трубопроводов - 2,2 м до верха трубы.

Газопровод от Площадки сбора НГС на м/р Кайнар до существующей площадки ГТЭС на м/р Сарыбулак выполнен из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 110х10 по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011. Прокладка газопровода предусматривается в подземном исполнении, глубина заложения трубопровода - 1,8 м до верха трубы.

1.6. ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ГЕНЕРАЛЬНОМУ ПЛАНУ

Рабочим проектом предусмотрено строительство сооружений на месторождении Кайнар, указанных в разделе 1.4 настоящей пояснительной записки.

						№31/ОК-6205-ОЧ	Лист
							11
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Планировочные решения по генеральному плану и подъездным автодорогам приняты с учетом генерального плана развития месторождения Кайнар, технологических схем; расположения существующих и проектируемых инженерных сетей; обеспечения рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на месторождении.

Ко всем технологическим площадкам предусматривается возможность подъезда для специализированных автотранспортных средств, пожарных и аварийных автомобилей, а также для транспортной связи между существующими и проектируемыми площадками скважин.

На проектируемых площадках скважин принято типовое размещение сооружений.

Инженерные сети по площадкам скважин запроектированы с учетом взаимного размещения их с технологическими сооружениями в плане.

Учитывая равнинный рельеф месторождения, водопропускные трубы в рабочем проекте не предусмотрены.

Для обеспечения безопасности движения транспортных средств на пересечении и примыкании автодороги предусмотрена установка дорожных знаков.

Более подробно см. раздел 2 «Генеральный план» настоящей пояснительной записки.

1.7. ИНЖЕНЕРНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ

Инженерные сети запроектированы с учетом взаимной увязки их с проектируемыми технологическими площадками, сооружениями в плане.

Система инженерного обеспечения по запроектированным объектам состоит из:

- системы электроснабжения;
- системы автоматизации;
- системы автоматической пожарной сигнализации;
- системы пожаротушения;
- системы водоснабжения и канализации;
- системы отопления, вентиляции и кондиционирования.

Электроснабжение

В рамках расширения системы сбора НГС на месторождении Кайнар приняты проектные решения по электроснабжению следующих проектируемых сооружений:

- Площадки четырех добывающих скважин с механизированным способом добычи с применением УЭЦН - скважины К-14, К-16, К-28, К-102;
- Воздушная линия электропередач ВЛ-10 кВ;
- Площадка сбора НГС.

Основными потребителями электроэнергии на скважинах с УЭЦН являются электродвигатели насосов, освещение скважин.

Установленная/расчетная мощность электроприемников на каждой скважине №№ К-14, К-16, К-28, К-102 при механизированном способе добычи УЭЦН составляет – 40,2/32,2 кВт.

Суммарная установленная/расчетная мощность электроприемников для скважин №№ К-14, К-16, К-28, К-102 при механизированном способе добычи УЭЦН составляет – 160,8/128,8 кВт.

Для подключения КТПН-10/0,4 мощностью 100кВА и 400кВА, размещенных на скважинах К-14, К-16, К-28, К-102 и для системы сбора НГС предусматривается строительство ВЛ-10кВ.

На Площадке сбора НГС рабочим проектом предусмотрена установка КТПН-400/10/0,4кВ, от КТПН-400/10/0,4кВ производится электроснабжение вновь проектируемого оборудования. Для распределения электроэнергии на территории Площадки сбора НГС предусматривается подземная прокладка кабелей напряжением 0,4 кВ.

Основными потребителями электроэнергии на Площадке сбора НГС являются электроприводы задвижек (2 ед.) на площадке подогревателя нефти П-1, электродвигатели

						№31/ОК-6205-ОЧ	Лист
							12
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

электроцентробежных насосов Н-1/2 (2 ед.) и насоса полупогружного НД-1 в комплекте с шкафом управления электроприводами насосных агрегатов.

Установленная/расчетная мощность электроприемников на Площадке сбора НГС составляет –72,5/48,5 кВт.

Категория по надежности электроснабжения проектируемых объектов – III.

Общая установленная мощность проектируемых объектов месторождения Кайнар составляет 145,0 кВт, расчетная мощность 97,0 кВт

Автоматизация технологических процессов

Объём автоматизации добывающих скважин с применением механизированного способа добычи с УЭЦН включает в себя следующее:

- Измерение и контроль параметров скважины и УЭЦН;
- Контроль давления и температуры жидкости в выкидной линии по месту;
- Сигнализацию и отключение электродвигателя насоса при достижении предельных значений давления в выкидной линии;
- Измерение и контроль трубного и затрубного давления в факельной арматуре по месту и дистанционно.
- Передача данных о состоянии насосного оборудования и текущих значений трубного и затрубного давления в диспетчерскую месторождения.

Станция управления (СУ) УЭЦН поставляется в блочно-комплектном исполнении, в состав которой входит контроллерное оборудование, приборы и средства измерения параметров скважины, контроля и управления электродвигателем УЭЦН.

В качестве системы автоматизации и контроля на Площадке сбора НГС принята автоматизированная система управления и безопасности технологическим процессом (АСУ ТП), построенная на трех уровнях, верхний, средний и полевой.

Для организации системы управления и контроля всем технологическим процессом на территории Площадки сбора НГС предусмотрено:

- Здание Операторной;
- Местные панели управления (МПУ) комплектными установками.

Автоматическая пожарная сигнализация

В качестве объектов АПС приняты следующие установки и сооружения, размещенные на Площадке сбора НГС:

- Здание операторной;
- Площадка подогревателя нефти П-1.

Рабочим проектом предусматривается оборудование на Площадке сбора НГС проектируемых сооружений, помещений и технологических площадок датчиками обнаружения пожара. Кроме этого, предусмотрены ручные извещатели обнаружения пожара, которые установлены на территории технологических площадок и у входов в помещения.

Пожаротушение

Система пожаротушения проектируемых площадок системы сбора НГС включает в себя следующие сооружения:

- Подземные резервуары запаса пожарной воды объемом 60 м – 2 шт.;
- Станция пенного пожаротушения заводской комплектности СППТ «Гейзер».

Станция пенного пожаротушения предназначена для забора воды из резервуаров запаса и последующей подачи её на очаг горения. Станция выполнена в блочно-контейнерном заводском исполнении, оборудована системами электроснабжения, вентиляции. В станции пенного пожаротушения установлена мотопомпа.

						№31/ОК-6205-ОЧ	Лист
							13
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Водоснабжение и канализация

Рабочим проектом в целях обеспечения здания Операторной на Площадке сбора НГС водой и водоотведением предусматривается устройство систем:

- холодного водоснабжения В1;
- горячего водоснабжения ТЗ;
- хозяйственно-бытовой канализации К1.

Отопление, вентиляция и кондиционирование

Теплоснабжение помещений здания Операторной на Площадке сбора НГС осуществляется с помощью настенных электроконвекторов.

Вентиляция помещений обеспечивается с естественным и механическим побуждением. Естественная вентиляция осуществляется через окна и форточки. В туалете предусмотрен настенный вытяжной вентилятор

Для комфортных условий в летнее время в помещениях с постоянным пребыванием людей устанавливаются настенные кондиционеры.

1.8. ПЛАНИРОВОЧНЫЕ И АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

Объемно-планировочные и конструктивные решения сооружений определены в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами, при этом в основу приняты действующие нормативные документы РК.

Применяемые конструктивные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию сооружений.

В архитектурно-строительной части рабочего проекта представлены проектные решения по строительству следующих сооружений:

- Опоры ОП-1 и площадка обслуживания ПО-1 на устье скважин;
- Фундамент для крепления якорей оттяжек;
- Площадка под ремонтный агрегат;
- Ограждение устья скважин;
- Кабельная эстакада мобильная;
- Площадка с навесом и ограждением для трансформатора повышающего и станции управления ЭЦН;
- Площадка КТПН-100 и 400/10/0.4кВ с ограждением;
- Площадка манифольда М-1;
- Площадка подогревателя нефти П-1;
- Площадка газосепаратора ГС-1;
- Площадка блочной компрессорной станции ДКС-1;
- Площадка нефтегазового сепаратора НГС-1;
- Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2;
- Площадка дренажной емкости ДЕ-1;
- Площадка буферных емкостей БЕ-1/2/3/4;
- Площадка стояка налива нефти СН-1;
- Станция пенного пожаротушения «Гейзер»;
- Площадка резервуаров запаса противопожарной воды БЕП-65;
- Свеча рассеивания газа С-1;
- Вытяжная свеча;
- Фундамент ЗФ-3 для молниеотвода МОГК-12-IV;
- Операторная;
- Межплощадочные опоры и переход ПРХ-1;

						№31/ОК-6205-ОЧ	Лист
							14
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Ограждение ОГ-1 площадки сбора НГС.

Технико-экономические показатели:

Общая площадь застройки – 1024,2м²

Подробно решения по проектируемым сооружениям освещены в соответствующих разделах пояснительной записки.

						№31/ОК-6205-ОЧ	Лист
							15
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2 ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН И ТРАНСПОРТ

						№31/ОК-6205-ГТ			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Нураганова			05.26		РП	16	
Т. контр.		Нураганова			05.26				
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка		ТОО «KJS Project & Consulting» Акрай, 2026г.	

2.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Раздел «Генеральный план и транспорт» рабочего проекта «Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис» выполнен на основании следующих документов:

- Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.;
- Задание на проектирование, выданное Заказчиком ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Исходными данными для проектирования являются:

- Ситуационный план месторождения Кайнар;
- Технические условия на подключение трубопроводов от 24.12.2025г.;
- Материалы инженерно-геодезических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в ноябре 2025г.;
- Материалы инженерно-геологических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в декабре 2025г.

Генеральной проектной организацией является ТОО «KJS Project & Consulting».

Территория строительства относится к району с сейсмичностью 6 баллов согласно СП РК 2.03-30-2017.

Вид строительства – расширение.

В разделе «Генеральный план» приняты проектные решения по строительству площадок, дорог, обустройству типовой площадки скважины для механизированного способа эксплуатации с применением УЭЦН и строительству технологических площадок на Площадке сбора НГС на месторождении Кайнар.

Раздел «Генеральный план» разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов РК, обеспечивающих безопасную эксплуатацию запроектированных объектов, с соблюдением противопожарных, санитарных норм, норм взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности:

- СН РК 3.01-03-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- ГОСТ 21.508-2020 «СПДС. Правила выполнения рабочей документации генеральных планов предприятий, сооружений и жилищно-гражданских объектов».

2.2. РАЙОН СТРОИТЕЛЬСТВА

В административном отношении месторождение Кайнар располагается в Сырдарьинском районе Кызылординской области.

Контрактная территория ТОО «Кумколь Транс Сервис» находится в юго-восточной части Арыскупского прогиба Южно-Торгайской впадины.

Ближайшим населенным пунктом является областной центр г. Кызылорда, расположенный в 160 км к югу от месторождения. В целом территория района месторождения необжитая. Дорожная сеть представлена грунтовыми и полевыми дорогами.

2.3. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

2.3.1. Климат

Согласно схематической карте климатического районирования для строительства Приложение А СП РК 2.04-01-2017 исследуемая территория относится к IV-А климатическому подрайону (пункт Кызылорда).

Характерно изобилие тепла, солнечных дней, малое количество осадков, большие амплитуды температуры воздуха.

						№31/ОК-6205-ГТ	Лист
							17
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Температура. В дневные часы температура воздуха поднимается обычно выше 33°C. В сочетании с большой сухостью воздуха, слабыми скоростями ветра создаются условия чрезмерной нагрузки на терморегуляторный аппарат человека.

Среднемесячная температура воздуха изменяется от -7,7 до +27,8°C. Самыми холодными месяцами являются зимние (декабрь-февраль), теплыми - летние (июнь-август). В холодный период значительные переохлаждения отмечаются в ночные часы суток. Абсолютная минимальная температура составляет (-37.2) °C, абсолютная максимальная-(+45.6) °C.

Осадки. Количество осадков, выпадающее за год, составляет 157 мм, в том числе в зимний период – 86 мм. Суточный максимум осадков равен 54 мм.

Ветер. На ветровой режим основное влияние оказывают циркуляционные условия.

Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль - СВ (северо-восточное).

Преобладающее направление ветра за июнь-август - СВ (северо-восточное).

Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь – 6.4 м/сек.

Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль – 1.8 м/сек.

Повторяемость штилей за год - 17%.

Согласно схематической карте (Рисунок А.3): район строительства по базовой скорости ветра с вероятностью превышения 0,02 относится к III району со скоростью – 30 м/сек.

Согласно НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017. Приложение В: район строительства по снеговой нагрузке на грунт с годовой вероятностью превышения 0,02 относится к I району с нагрузкой на грунт – 0,8 кПа.

По чрезвычайной снеговой нагрузке на грунт в результате снегопада с исключительно низкой вероятностью относиться к I району с нагрузкой на грунт – 1,6 кПа.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов:

Нормативная глубина промерзания, м			
суглинков и глин	супесей, песков мелких и пылеватых	песков гравелистых, крупных и средней крупности	крупнообломочных грунтов
0,99	1,20	1,29	1,46

2.3.2. Геоморфология, рельеф

В геоморфологическом отношении участок работ приурочен к слаборасчлененной равнине котловины оз.Арыс.

Солончак Арыс представляет собой плоскую поверхность с колебанием абсолютных отметок от 55,0 до 56,0 м.

Протяженность солончака Арыс до 21,2 км, ширина до 9,5 км. Поверхность ровная, покрытое слоем соли толщиной от 0,15 м до 3,0 м, топкая.

Абсолютные отметки местности имеют значения от 69,34 м до 87,61 м.

2.3.3. Гидрогеологические условия

Подземные воды выработками глубиной 3,0 м и 6,0 м не вскрыты.

Уровни подземных вод вскрываются на глубинах 8-10 м.

2.3.4. Физико-механические свойства грунтов

В геолого-литологическом строении принимают участие делювиально-пролювиальные отложения верхнечетвертично-современного возраста и верхнего мела, представленные супесью, суглинком и глиной.

В пределах сжимаемой толщи грунтов выделены три инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

ИГЭ-1 – слой супеси, (dpQIII-IV), вскрытой мощностью 0,50-3,50 м;

						№31/ОК-6205-ГТ	Лист
							18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Первый инженерно-геологический элемент представлен супесью, dpQIII-IV, коричневого цвета с различными оттенками, твердой консистенций, песчанистая, низкопористая, с прожилками и выцветами гипса, просадочной, с тонкими прослойками и линзами песка толщиной до 10 см.

Грунт просадочный, тип просадочности I.

ИГЭ-2 – слой суглинка, (dpQIII-IV), вскрытой мощностью 1,0-3,50 м;

Второй инженерно-геологический элемент представлен суглинком, dpQIII-IV, серого, светло-коричневого и коричневого цветов, твердой консистенций, низкопористый, с прожилками и выцветами гипса, просадочный, с тонкими прослойками и линзами песка толщиной до 10 см.

Грунт просадочный, тип просадочности I.

ИГЭ-3 – слой глины, (K2), вскрытой мощностью 0,50-1,0 м.

Третий инженерно-геологический элемент представлен глиной, K2, темно-серого цвета, твердой консистенции, с прожилками и выцветами гипса, с пятнами ожелезнения, просадочная.

Грунт просадочный, тип просадочности I.

По содержанию сухого остатка, равного 1,102-1,837%, грунты средnezасоленные. Тип засоления сульфатный и хлоридно-сульфатный. Грунты сильноагрессивные к портландцементу по ГОСТ 31108-2020, средне и сильноагрессивные к портландцементу по ГОСТ 31108-2020 с содержанием C3S не более 65%, C3A не более 7%, C3A+C4AF не более 22% и шлакопортландцементу, неагрессивные и слабоагрессивные к сульфатостойким цементам по ГОСТ 22266-2013. По содержанию хлоридов – сильноагрессивные к портландцементу, шлакопортландцементу по ГОСТ 10178-76 и сульфатостойким цементам по ГОСТ 22266-2013.

Коррозионная активность по отношению к углеродистой стали – высокая.

2.3.5. Сейсмичность

Сейсмическая опасность зоны строительства в соответствии с СП РК 2.03-30-2017 согласно Приложению Б и карте общего сейсмического зонирования ОСЗ-2₄₇₅ - 6 баллов по шкале MSK-64, карте ОСЗ-2₂₄₇₅ – 7 баллов.

Согласно таблице 6.1 СП РК 2.03-30-2017 грунтовые условия площадки строительства по сейсмическим свойствам относятся к III типу (просадочные грунты).

Сейсмичность площадки строительства в соответствии с табл. 6.2 СП РК 2.03-30-2017 составляет соответственно 7 и 8 баллов.

2.4. ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ

Согласно заданию на проектирование, в рабочем проекте предусматривается расширение системы сбора НГС на месторождении Кайнар, что включает в себя строительство сооружений, приведенных в разделе 1.4 настоящей пояснительной записки.

Планировочные решения по генеральному плану приняты с учетом генерального плана развития и существующего положения освоения месторождения Кайнар, технологических схем; расширения существующей системы сбора (выкидные линии), расположения существующих и проектируемых инженерных сетей; обеспечения рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на месторождении.

Ко всем технологическим площадкам на проектируемой Площадке сбора НГС в рабочем проекте предусмотрена возможность подъезда для специализированных автотранспортных средств, а также для пожарных и аварийных автомобилей.

2.4.1. Площадки нефтедобывающих скважин

Схема генерального плана и транспорта разработана в соответствии с учетом санитарно-гигиенических и противопожарных требований, рельефа местности. Строительство проектируемых объектов выполняется на территории существующего промысла.

						№31/ОК-6205-ГТ	Лист
							19
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Рабочим проектом предусмотрены технические решения по обустройству добывающих скважин К-14, К-16, К-28, К-102 с механизированным способом добычи с применением УЭЦН на существующих площадках скважин. Для всех четырех скважин отсыпка территории площадки не требуется. Обустройство площадок проектируемых скважин предусматривается на ранее спланированной территории. Подъездные дороги к проектируемым скважинам К-28 и К-102 для специализированных автотранспортных средств, пожарных и аварийных автомобилей предусмотрены в ранее утвержденных проектах обустройства скважин.

Согласно ранее утверждённым проектам обустройства, эксплуатация скважин К-14, К-16, К-28 и К-102 предусматривалась фонтанным способом добычи, при этом планировочные решения были приняты в соответствии с данными проектами с учетом следующих требований:

- расположение сооружений принято согласно технологической схеме, требуемым разрывам по нормам пожаро- и взрывобезопасности и с учетом розы ветров, санитарными требованиями, грузооборота и правил движения транспорта;
- обеспечение благоприятных и безопасных условий труда, а также обеспечение рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на площадках.
- при размещении площадок учтено преобладающее направление ветров для минимизации воздействия любого рода выбросов от технологических установок.

На площадках скважин в рамках обустройства с механизированным способом принято типовое размещение сооружений, оборудования, инженерных сетей и коммуникаций. На площадках предусматривается строительство следующих сооружений:

- Технологическая обвязка устья скважин для механизированного способа добычи с применением УЭЦН;
- Площадка под ремонтный агрегат;
- Место под трубные мостки;
- Фундамент для якорей крепления оттяжек;
- Площадка КТПН;
- Площадка с навесом и ограждением для станции управления ЭЦН с повышающим трансформатором;
- Мобильная эстакада для силового кабеля и кабеля КИПиА;
- Отдельно стоящий молниеотвод на устье скважины;
- Ограждение устья скважины.

2.4.2. Площадка сбора НГС

Настоящим рабочим проектом предусматривается строительство Площадки сбора НГС на месторождении Кайнар, в состав которой входят следующие площадки и сооружения:

- Площадка манифольда М-1 на восемь отводов для подключения скважин - 1 ед.;
- Площадка путевого подогревателя П-1, модель ПП-0,63, Q=1150 т/сут - 1 ед.
- Площадка трехфазного сепаратора НГС-1, модель НГС 1-П-1,6-2000-1-И, V=25 м³ - 1 ед.;
- Площадка газового сепаратора ГС-1, модель ГС 1-2,5-600-2-И, V=0,8 м³ - 1 ед.;
- Площадка блочной компрессорной станции ДКС-1, модель ТГА-20/1,5-13, Q=20м³/мин - 1 ед.;
- Площадка буферных емкостей БЕ-1/2/3/4, модель РГС-75, V=75 м³ - 4 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2, модель КМ-100-80-160Е-м, Q=100 м³/час - 2 ед.;
- Площадка стояка налива нефти СН-1, модель АСН-100А, Q=150 м³/час - 1 ед.;

						№31/ОК-6205-ГТ	Лист
							20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Площадка дренажной емкости ДЕ-1 с полупогружным насосом НВЕ-50/50, модель ЕПП 25-2400-2-3, V=25 м³ - 1 ед.;
- Свеча рассеивания газа С-1, модель СР-0,05 - 1 ед.;
- Операторная - 1 ед.;
- Площадка резервуаров запаса противопожарной воды БЕП-65 – 2 ед.;
- Станция пенного пожаротушения СППТ "Гейзер" – 1 ед.;
- Ограждение площадки.

Ко всем технологическим площадкам предусматриваются возможность подъезда для специализированных автотранспортных средств, а также для пожарных и аварийных автомобилей.

Размеры территории Площадки сбора НГС в плане составляют 100,0х80,0м.

Технико-экономические показатели ГП:

- Площадь территории по акту землеотвода - 9770,5 га;
- Площадь территории внутри ограждения - 0,8 га (0,01%);
- Площадь застройки – 763 м² (9,5 %);
- Площадь дорог и покрытий – 3895 м² (48 %).

Территория Площадки сбора НГС ограждена забором высотой 2.2 м из металлической сетки по металлическим стойкам. Для въезда на площадку предусмотрены распашные ворота, расположенные в северной и южной частях площадки. Также предусмотрены пешеходные проходы и калитки для доступа на площадку.

2.4.3. Организация рельефа

Рабочим проектом предусматривается вертикальная планировка территории проектируемых технологических площадок на Площадке сбора НГС.

Система вертикальной планировки принята сплошная, с соблюдением требуемых уклонов для отвода поверхностных вод.

Система высот - Балтийская.

Планировка площадок предусматривается в зависимости от рельефа в выемках и насыпи. Для планировки используется привозной грунт. Отметки планировки застраиваемой территории, автодорог и площадок увязаны между собой. Способ водоотвода поверхностных вод по площадкам принят открытый.

Водоотвод поверхностных вод разработан в комплексе с вертикальной планировкой с учетом санитарных условий и требований благоустройства территории площадок.

Планировка территории площадки с учетом рельефа выполнена с уклоном от 0.003‰ до 0.010‰.

Вертикальная планировка выполнена в увязке с отметками подъездных дорог и из условия защиты от подземных вод.

В рабочем проекте представлен объем земляных работ на чертежах «План земляных масс», и организация рельефа площадок на чертежах «План организации рельефа» на чертежах марки ГП.

Расположение сооружений на площадках представлены на чертежах «Разбивочном плане» марки ГТ.

2.5. ПРОМЫСЛОВАЯ АВТОДОРОГА

К площадкам проектируемых скважин К-14 и К-16 и к Площадке сбора НГС предусмотрены подъездные автодороги по кратчайшему расстоянию, а также с учетом существующей дорожной сети месторождения. Подъезд обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов, проезд пожарных, ремонтных и аварийных машин и отнесены к служебным автомобильным дорогам по СН РК 3.03-22-2013 «Промышленный транспорт». Общая протяженность подъездов к Площадке сбора НГС – 1028.56 м.

						№31/ОК-6205-ГТ	Лист
							21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Подъезды к скважинам и Площадке сбора НГС именуются согласно наименованию площадок, к которой обеспечивается подъезд.

Автомобильные дороги запроектированы с учётом их функционального назначения и характера застройки.

Подъездные автодороги запроектированы по нормам межплощадочных дорог IV-в категории.

Расчетные скорости движения специализированных автотранспортных средств следует принимать в соответствии с технологическими требованиями данного производства 30 км/ч.

Поперечный профиль проезжей части дорог запроектирован с открытым водоотводом.

Поперечный уклон поверхности земляного полотна выполнен равным поперечным уклонам проезжей части.

Автодороги приняты категории IV-в, со следующими основными параметрами поперечного профиля:

I тип:

- Число полос движения – 1;
- Ширина проезжей части – 4,5 м;
- Ширина обочин – 1,0;
- Поперечный уклон проезжей части – 30 ‰;
- Поперечный уклон обочин – 50 ‰;

Подъезды запроектированы в насыпи максимальной высотой 0,50 м по оси, с заложением откосов 1:3. Минимальный требуемый коэффициент уплотнения насыпи – 0,95.

Направление трасс определено расположением объектов, транспортным сообщением и обусловлено границами отведенного коридора под строительство.

2.5.1. Земляное полотно

Земляное полотно запроектировано преимущественно в насыпи. Для устройства насыпи будет использоваться привозной грунт из резерва.

Поперечный профиль земляного полотна принят двухскатный с поперечными уклонами - 30‰.

Уплотнение предусмотрено катками на пневмоколёсном ходу весом 25 т, толщиной уплотняемого слоя 30 см за 6 проходов по одному следу. Коэффициент уплотнения земляного полотна принят 0,95. Уплотнение грунтов следует производить при влажности, близкой к оптимальной.

Тип дорожной одежды низший.

2.5.2. Дорожная одежда

Проектируемые дороги имеют аналогичное с существующими дорогами функциональное назначение, в связи с чем после завершения строительства будут представлять единую дорожную сеть предприятия.

Основание представлено из следующих конструктивных слоев:

- Устройство основания из грунта – до 30 см;
- Устройство покрытия из щебеночно-песчано-гравийной смеси, по СТ РК 1549-2006, толщиной – 20см по оси.

2.5.3. Примыкание

Примыкание запроектировано по типовому проекту 503-0-51.89 «Пересечения и примыкания дорог в одном уровне». Закругления кромок осуществляются по круговой кривой.

						№31/ОК-6205-ГТ	Лист
							22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Конструкция дорожной одежды в пределах кривой принята по типу проектируемой дороги. На примыкании расчетную скорость движения транспортных средств, следует уменьшать до 15 км/час.

Примыкание запроектировано с радиусом закругления R 12м по кромке проезжей части.

2.5.4. Обустройство дорог

Проектные решения по отсыпке дорог направлены на организацию безопасного движения транспортных средств, и выполняются с соблюдением требований СТ РК 1412-2017 «Технические средства регулирования дорожного движения. Правила применения».

Дорожный знак принят по СТ РК 1125-2021 «Технические средства организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования» I-го типоразмера, устанавливается на металлических стойках и присыпных берах.

Для обеспечения нахождения месторасположения площадок на примыкании автодорог предусмотрена установка дорожного знака 5.21.1; 5.21.2, который указывает наименование объекта. Знаки устанавливают справа от проезжей части на присыпной берме, установка знаков представлена группой приоритета, предупреждающей и информационно-указательной группами.

При выезде на трассу установить знак 2.4 «Уступи дорогу» на присыпной берме.

Сигнальные столбики выполняют роль ограждающего устройства, запрещающие съезд автотранспорта по склону откоса, в местах укладки водопропускных труб.

Расстановку сигнальных столбиков выполнять в соответствии со СН РК 3.03-22-2013 и СТ РК 1412-2017. Конструкция сигнальных столбиков разрабатывается по типовому проекту 3.503.1-89 «Ограждения на автомобильных дорогах».

Сигнальные столбики на прямолинейном участке дорог размещены с левой и правой сторон в одном поперечном сечении.

Сигнальные столбики установлены в пределах неукрепленной части обочин на расстоянии 0,35м от бровки земляного полотна, в соответствии с правилами размещения ограждений.

Возвышение сигнальных столбиков над поверхностью обочины составляет 0,8м. Глубина заделки простых сигнальных столбиков в теле земляного полотна без применения фундамента составляет 0,8м.

2.6. ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ

Размещение внешних линий электропередач (ЛЭП) предусмотрено надземно на опорах с соблюдением санитарных и противопожарных норм, правил безопасности и эксплуатации сетей см. разделу ЭС. Инженерные сети КИПиА проложены подземно, см. раздел АТХ.

Инженерные сети по площадкам проложены надземно на опорах и подземно, см. марку ТХ. В местах пересечения с автодорогами, технологические трубопроводы прокладываются подземно в футлярах из стальных труб, диаметр которых на 200 мм больше наружного диаметра, а концы футляра должны выступать на 2 м в каждую сторону от подошвы насыпи. Глубина заложения до верха кожухов, не менее 1,4 м.

						№31/ОК-6205-ГТ	Лист
							23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

						№31/ОК-6205-ТХ			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нураганова			05.26	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Т. контр.		Нураганова			05.26		РП	24	
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка		ТОО «KJS Project & Consulting» Актау, 2026г.	

3.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Рабочий проект «Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис» выполнен на основании следующих документов:

- Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.;
- Задание на проектирование, выданное Заказчиком ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Исходными данными для проектирования являются:

- Ситуационный план месторождения Кайнар;
- Технические условия на подключение трубопроводов от 24.12.2025г.;
- Материалы инженерно-геодезических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в ноябре 2025г.;
- Материалы инженерно-геологических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в декабре 2025г.

Генеральной проектной организацией является ТОО «KJS Project & Consulting».

Территория строительства относится к району с сейсмичностью 6 баллов согласно СП РК 2.03-30-2017.

Вид строительства – расширение.

При разработке рабочего проекта использована следующая нормативная документация:

- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;
- СН РК 4.02-02-2011 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
- СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа».

3.2. ВВЕДЕНИЕ

Проектная документация разрабатывается в одну стадию – рабочий проект (РП).

Общие сведения с краткой исторической справкой о месторождении Кайнар и характеристика площадки строительства представлены в разделе 1 “Общая часть” настоящей пояснительной записки.

В рамках расширения системы сбора НГС на месторождении Кайнар предусматриваются следующие проектные решения:

- Обустройство площадок четырех добывающих скважин с механизированным способом добычи с применением УЭЦН - скважины К-14, К-16, К-28, К-102;
- Строительство выкидных линий от скважин К-14, К-16, К-28, К-102 до Площадки сбора НГС;
- Строительство Площадки сбора НГС;
- Строительство подъездных дорог к скважинам К-14, К-16, К-28, К-102 и Площадке сбора НГС;
- Строительство газопровода от Площадки сбора НГС на м/р Кайнар до существующей площадки ГТЭС на м/р Сарыбулак;
- Система электроснабжения скважин К-14, К-16, К-28, К-102 и Площадки сбора НГС;
- Система автоматизации скважин К-14, К-16, К-28, К-102 и Площадки сбора НГС;

						№31/ОК-6205-TX	Лист
							25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Система пожаротушения на Площадке сбора НГС.

В таблице 3.1 представлены физико-химические свойства нефти по скважинам месторождения Кайнар.

Таблица 3.1

№	Наименование	Ед. изм	К-14	К-16	К-28	К-102
1	Плотность нефти при 20°C	г/см ³	0,899	0,9	0,9	0,91
2	Кинематическая вязкость нефти при 50°C	мм ² /с	32,1	-	32,1	32,2
3	Плотность пластовой воды	г/см ³	1,04	1,04	1,04	1,04

3.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ СБОРА НГС

Принятые решения, отраженные в технологической схеме, обеспечивают герметичный сбор нефтегазовой смеси с предварительным разделением нефти и газа. Технологическая схема сбора нефтегазовой смеси на месторождении Кайнар показана на чертеже № 31/ОК-6205-ТХ лист 3.

Нефтегазовая смесь (НГС) от скважин К-14, К-16, К-28, К-102 по выкидным нефтепроводам из стеклопластика Ø107,3х4,0 (4", Ру5,5 МПа) с рабочим давлением до 2,5 МПа поступает на входной манифольд М-1, Ду150, обеспечивающий замер расхода нефтегазовой смеси двухфазным расходомером ДФР-1, модель КРАУ2.833.010, 160 Ф, Ду100, с диапазоном измерения массового расхода смеси - от 2 до 20 т/час, перекрытия и смешения входящих потоков с выравниванием давления и сглаживания пульсаций расхода.

Далее НГС по трубопроводу Ду100 поступает на подогреватель нефти П-1, модель ПП-0,63, производительностью Q=1150 т/сут, где обеспечивается ее нагрев до 50-60 °С.

Подогретая НГС подается в нефтегазовый сепаратор НГС-1, модель НГС 1-П-1,6-2000-1-И, объемом V=25 м³, где при давлении порядка 0,4 МПа (изб.) происходит разделение смеси на жидкую фазу и попутный нефтяной газ.

Нефть после сепарации по трубопроводу Ду100 поступает в буферные емкости БЕ-1/2/3/4 в количестве 4 ед., модель РГС-75 объемом V=75м³, для хранения и дальнейшего технологического процесса перекачки нефти. Буферные емкости оснащены приборами измерения давления, температуры, уровня жидкой фазы, дыхательным клапаном СМДК-50, предназначенным для сброса избыточного давления в емкости. Поддержание постоянного уровня нефти в емкостях БЕ-1/2/3/4 обеспечивается за счет применения частотного регулирования приводов электроцентробежных насосов Н-1/2, обеспечивающих откачку нефти из емкостей БЕ-1/2/3/4, по данным от датчика уровня в емкостях БЕ-1/2/3/4.

Нефть из емкостей БЕ-1/2/3/4 откачивается электроцентробежными насосами Н-1/2 в количестве 2 ед., модель КМ-100-80-160Е-м, производительностью Q=100 м³/час и мощностью электродвигателя N=15кВт. Линии нагнетания насосов Н-1/2 оборудованы обратными клапанами, на всасывающей и нагнетательной линиях насосов предусмотрено измерение давления с обеспечением блокировки работы насосов по низкому давлению на всасывающей линии. Работа насосов Н-1/2 предусматривается в режиме 1 рабочий, 1 резервный, что обеспечивает возможность останова одного насосного агрегата на ремонт или обслуживание без останова технологического процесса. Площадка насосов Н-1/2 в целях газовой безопасности оборудована датчиком загазованности.

Нефть после насосов Н-1/2 с рабочим давлением 0,32 МПа подается на стояк налива нефти СН-1, модель АСН-100А пропускной способностью Q=150 м³/ч, для транспортировки автоцистернами на последующие этапы подготовки и переработки.

Для слива технологического дренажа, а также технологических операций сброса с технологического оборудования системы сбора НГС предусмотрена подземная дренажная емкость

						№31/ОК-6205-ТХ	Лист
							26
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ДЕ-1 $V=25\text{м}^3$, модель ЕПП 25-2400-2-3. Опорожнение ДЕ-1 предусмотрено с помощью полупогружного насоса НД-1, модель НВЕ-50/50-3,5-В-55-УХЛ1(2), с подачей уловленного дренажа в коллектор, транспортирующий нефть на стояк налива СН-1, для вывоза автоцистернами для дальнейшего процесса подготовки нефти. Дренажная емкость оборудована датчиком уровня, а также дыхательным клапаном типа СМДК-100.

Отделившийся попутный нефтяной газ из нефтегазового сепаратора НГС-1 по трубопроводу Ду100 поступает в газовый сепаратор ГС-1, модель ГС 1-2,5-600-2-И вместимостью $V=0,8\text{ м}^3$ и производительностью по газу $Q=10210\text{ м}^3/\text{час}$ для улавливания унесенной капельной жидкости, которая затем отводится в дренажную емкость ДЕ-1 $V=25\text{м}^3$.

Газовый сепаратор ГС-1 и нефтегазовый сепаратор НГС-1 оборудованы приборами измерения давления, температуры, сигнализаторами верхнего предельного уровня жидкости в сепараторах, а также предохранительными клапанами, подключенными к сбросному коллектору Ду100 на продувочную свечу С-1, которая обеспечивает утилизацию аварийных выбросов, продувку и защиту НГС-1 и ГС-1. Площадки НГС-1 и ГС-1 в целях газовой безопасности оборудованы датчиками загазованности.

Осушенный газ после газового сепаратора ГС-1 при рабочем давлении 0,4 МПа по трубопроводу Ду100 направляется на блочную компрессорную станцию ДКС-1, модель ТГА-20/1,5-13 производительностью $Q=20\text{ м}^3/\text{мин}$ для компримирования до 1,5 МПа с последующей подачей на существующую газотурбинную электростанцию (ГТЭС) месторождения Сарыбулак, а также по трубопроводу Ду50 - на подогреватель нефти П-1 в качестве топливного газа.

На существующую ГТЭС газ транспортируется по трубопроводу из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 110x10 в подземном исполнении. На месторождении Сарыбулак, где расположен узел подключения проектируемого газопровода к существующему, для учета поступающего газа на ГТЭС ранними проектными решениями предусмотрен расходомер газа.

3.4. ПРОЕКТИРУЕМЫЕ СООРУЖЕНИЯ

В разделе Технологические решения в рамках расширения системы сбора НГС на месторождении Кайнар предусматриваются следующие проектные решения:

6. Обустройство площадок четырех добывающих скважин с механизированным способом добычи с применением УЭЦН - скважины К-14, К-16, К-28, К-102;
7. Строительство выкидных линий от скважин К-14, К-16, К-28, К-102 до Площадки сбора НГС;
8. Строительство Площадки сбора НГС;
9. Строительство технологических трубопроводов;
10. Строительство газопровода от Площадки сбора НГС на м/р Кайнар до существующей площадки ГТЭС на м/р Сарыбулак.

Технико-экономические показатели раздела ТХ:

- Пропускная способность по жидкости:
 - скв. К-14 – $223\text{ м}^3/\text{сут}$;
 - скв. К-16 – $80\text{ м}^3/\text{сут}$;
 - скв. К- 28 – $132\text{ м}^3/\text{сут}$;
 - скв. К-102 – $156\text{ м}^3/\text{сут}$.
- Пропускная способность по газу:
 - скв. К-14 – $0\text{ нм}^3/\text{сут}$;
 - скв. К-16 – $5000\text{ нм}^3/\text{сут}$;
 - скв. К- 28 – $0\text{ нм}^3/\text{сут}$;
 - скв. К-102 – $7500\text{ нм}^3/\text{сут}$.

						№31/ОК-6205-ТХ	Лист
							27
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Рабочее давление выкидных линий $P_{\text{раб}}=2,5$ МПа;
- Температура сырой нефти - 35°C ;
- Средний газовый фактор - $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- Рабочее давление газопровода - 1,6 МПа.

3.4.1. Обустройство площадок устьев добывающих скважин

Согласно заданию на проектирование, в настоящем рабочем проекте отражены технические решения по переводу добывающих скважин К-14, К-16, К-28, К-102, эксплуатируемых с фонтанным способом добычи нефти, на механизированный способ с применением УЭЦН.

В рамках обустройства добывающих скважин с механизированным способом предусматривается строительство следующих сооружений:

- Технологическая обвязка устья скважин для механизированного способа добычи с применением УЭЦН;
- Площадка под ремонтный агрегат;
- Место под трубные мостки;
- Фундамент для якорей крепления оттяжек;
- Площадка КТПН;
- Площадка с навесом и ограждением для станции управления ЭЦН с повышающим трансформатором;
- Мобильная эстакада для силового кабеля и кабеля КИПиА;
- Отдельно стоящий молниеотвод на устье скважины;
- Ограждение устья скважины.

Трубопроводы обвязки устья скважин выполнены в надземном исполнении из стальных бесшовных горячедеформированных труб $\varnothing 89 \times 6$ мм ГОСТ 8732-78 на несгораемых опорах с отметкой не менее 350 мм до низа трубы. Надземные трубопроводы обеспечены тепловой изоляцией с электрообогревом. На трубопроводной обвязке устья скважины согласно утвержденной типовой схеме Заказчика, предусмотрены запорная арматура и обратный клапан Ду80, Ру4,0 МПа, а также патрубки для промывки линии и для отбора проб.

Нормативный срок службы стальных трубопроводов и арматуры составляет 15 и 20 лет соответственно.

Давление и температура нефтегазовой смеси контролируются приборами КИПиА, установленными на трубопроводах. Согласно требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утвержденных приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355, выкидные трубопроводы добывающих скважин, эксплуатируемых механизированным способом, оборудуются электроконтактными манометрами (ЭКМ), автоматически отключающими электродвигатель ЭЦН скважинного оборудования.

При переходе надземной трубопроводной обвязки в подземный участок выкидной линии, выполненный согласно выданным Техническим условиям заказчика из стеклопластиковых труб $\varnothing 107,3 \times 4,3$ (4" Ру 5,5 МПа), соединение стальных и стеклопластиковых труб производится на надземных участках с использованием фланцевого адаптера.

Площадки и подъездные дороги к скважинам К-14, К-16, К-28, К-102 предусмотрены в разделах ГТ и АС настоящей пояснительной записки.

Техническая характеристика оборудования, устанавливаемого на площадке скважин при добыче с применением УЭЦН, представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2

						№31/ОК-6205-ТХ	Лист
							28
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Установка электроцентробежного насоса УЭЦН

Тип, марка	30.2ЭЦНДИ5Аэ-125М1-950/148ст.Т11К10	
Производительность	м ³ /сут	125
Мощность	кВт	22,1
Напор	м	962
Частота вращения	об/мин	3000
Масса	кг	512
Количество	шт.	4
Расчетный срок службы	лет	10

На этапе ввода в эксплуатацию проектируемых скважин возможна замена принятого оборудования и материалов на эквивалентное, при условии соблюдения технических параметров и характеристик.

3.4.2. Выкидные линии

Согласно заданию на проектирование, в настоящем рабочем проекте предусматривается строительство выкидных линий, предназначенных для транспорта нефтегазовой смеси от добывающих скважин К-14, К-16, К-28, К-102 до проектируемой Площадки сбора НГС.

Подключение выкидных линий производится к манифольду М-1, размещенному на проектируемой Площадке сбора НГС на территории месторождения Кайнар.

Прокладка выкидных линий осуществляется в подземном исполнении, трубопроводы выполнены из стеклопластиковых труб Ø107,3х4,3 (4", Ру5,5 МПа), глубина заложения трубопровода -2,2 м до верха трубы. Подземную прокладку трубопроводов из стеклопластика следует выполнять в соответствии с требованиями СН РК 4.01-22-2004 "Инструкция по подземной и надземной прокладке трубопроводов из стеклопластика" и СТ РК 1255-4-2004 "Система трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 4. Сборка, прокладка и эксплуатация".

Протяженность проектируемых выкидных линий представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3

№ п/п	Начало трассы	Протяженность линии, м	Место подключения (конец трассы)
1	Выкидная линия К-14	1+23,12	манифольд М-1
2	Выкидная линия К-16	11+47,70	манифольд М-1
3	Выкидная линия К-28	2+7,75	манифольд М-1
4	Выкидная линия К-102	2+74,90	манифольд М-1
	ВСЕГО	17+53,47	

В местах поворота трассы используется способность трубопроводов к упругому изгибу либо устанавливаются стандартные крутоизогнутые или гнутые отводы.

Пересечение выкидных трубопроводов с существующими коммуникациями предусматривается согласно требованиям норм и стандартов, действующих на территории РК.

Разработку траншеи на участке пересечений с действующими подземными коммуникациями, необходимо производить вручную на расстоянии не менее 2 м от боковой стенки в обе стороны от коммуникации и не менее 1 м над верхом действующей коммуникации.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета. Проектируемые выкидные трубопроводы на участках переходов через автомобильные дороги

						№31/ОК-6205-ТХ	Лист
							29
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

закладаются в защитные стальные футляры из труб электросварных по ГОСТ 10704-91, диаметр которых минимум на 200 мм больше наружного диаметра проектируемого трубопровода.

По трассе трубопроводов предусмотрена установка опознавательных знаков на расстоянии не более 1 километра друг от друга, на углах поворота в горизонтальной плоскости и при пересечении автомобильных дорог.

Нормативный срок службы стеклопластиковых трубопроводов составляет 30 лет.

Классификация трубопроводов

Выкидные линии от площадок проектируемых скважин до Площадки сбора НГС относятся к промышленным трубопроводам.

Согласно ВСН 51-3-85 выкидные линии добывающих скважин К-14, К-16, К-28, К-102 классифицируются как:

- нефтепровод - III класс, 1 группа, III категория.

Контроль качества соединений

Согласно требованиям СТ РК 1255-4-2004 для определения качества соединений промышленных трубопроводов из стеклопластика, наличия несоединенных или пропущенных участков и повреждений трубопровода применяются следующие методы неразрушающего контроля:

- визуальный контроль как внутренней части, так и внешней части трубопровода - проводится для всех типов соединений и поверхностей;
- ультразвуковой контроль - метод отражения импульса (РЕ), позволяет определить пропущенные участки и участки с недостаточным нанесением адгезионного состава;
- радиографический контроль - позволяет определить толщину слоистого покрытия и стенки трубопровода,
- акустический эмиссионный контроль - оборудование для проведения должно быть предоставлено поставщиками.

Испытания трубопроводов

После завершения работ по прокладке проектируемые трубопроводы из стеклопластика следует подвергнуть промывке. Для проведения данной процедуры, как правило, следует применять морскую или пресную воду. Все линии трубопроводов, подвергающиеся испытанию под давлением, должны быть заполнены жидкостью непосредственно перед проведением данных испытаний.

Промывку следует осуществлять при температурах более 7°C. При промывке пресной водой при температурах ниже 0°C во избежание замерзания воды в системе трубопроводов необходимо соблюдать меры предосторожности, к которым, как правило, относятся: постоянная циркуляция воды, добавление гликолевого антифриза либо откачка воды из системы в случае длительного воздействия температур ниже 0°C.

Согласно требованиям СТ РК 1255-4-2004 закрытые системы трубопроводов из стеклопластика должны быть подвергнуты гидростатическому испытанию под давлением после завершения прокладки.

Согласно требованиям СТ РК 1255-4-2004 при проведении гидравлических испытаний проектируемых трубопроводов из стеклопластика воду следует подавать в нижнюю точку системы, при этом необходимо обеспечить выход воздуха в верхней точке системы (например, путем ослабления фланцевых соединений). Испытательное давление следует повышать в течение 30 минут или более до предела, превышающего в 1,5 раза значение расчетного давления. При необходимости, следует установить временные опоры и ограничители.

						№31/ОК-6205-ТХ	Лист
							30
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Снижение давления при проведении испытания следует осуществлять в течение 1 часа. Дальнейшее проведение испытания на герметичность под давлением, в 1,1 раза превышающим значение расчетного давления, следует проводить, как минимум, в течение 24 часов.

По истечении установленного периода времени следует провести дополнительный контроль всей системы трубопроводов путем визуального осмотра. При этом, любые утечки или просачивания жидкости указывают на наличие дефектов, в связи с чем процедура проведения испытания должна быть приостановлена для проведения ремонтных работ, по завершению которых следует возобновить процедуру проведения испытания.

При производстве работ необходимо соблюдать требования СН РК 1.03-00-2022 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений», СН РК 1.03.05-2011 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве".

3.4.3. Площадка сбора НГС

В рамках расширения системы сбора на месторождении Кайнар предусматривается строительство Площадки сбора НГС. На проектируемой Площадке сбора НГС предусматривается строительство следующих сооружений:

- Площадка манифольда М-1 на восемь отводов для подключения скважин - 1 ед.;
- Площадка путевого подогревателя П-1, модель ПП-0,63, Q=1150 т/сут - 1 ед.
- Площадка трехфазного сепаратора НГС-1, модель НГС 1-П-1,6-2000-1-И, V=25 м³ - 1 ед.;
- Площадка газового сепаратора ГС-1, модель ГС 1-2,5-600-2-И, V=0,8 м³ - 1 ед.;
- Площадка блочной компрессорной станции ДКС-1, модель ТГА-20/1,5-13, Q=20м³/мин - 1 ед.;
- Площадка буферных емкостей БЕ-1/2/3/4, модель РГС-75, V=75 м³ - 4 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2, модель КМ-100-80-160Е-м, Q=100 м³/час - 2 ед.;
- Площадка стояка налива нефти СН-1, модель АСН-100А, Q=150 м³/час - 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости ДЕ-1 с полупогружным насосом НВЕ-50/50, модель ЕПП 25-2400-2-3, V=25 м³ - 1 ед.;
- Свеча рассеивания газа С-1, модель СР-0,05 - 1 ед.;
- Операторная - 1 ед.;
- Площадка резервуаров запаса противопожарной воды БЕП-65 – 2 ед.;
- Станция пенного пожаротушения СППТ "Гейзер" – 1 ед.;
- Ограждение площадки.

Проектные решения по операторной, площадке резервуаров запаса противопожарной воды БЕП-65, станции пенного пожаротушения СППТ "Гейзер" и ограждению площадки приведены в соответствующих разделах настоящей пояснительной записки.

3.4.3.1. Площадка манифольда М-1

На проектируемой Площадке сбора НГС предусматривается строительство манифольда М-1, рассчитанного на восемь подключений. Манифольд предназначен для приема продукции добывающих скважин и учета количества поступающей жидкости отдельно от каждой скважины.

В рамках настоящего рабочего проекта к манифольду М-1 подключаются выкидные линии, транспортирующие продукцию проектируемых добывающих скважин К-14, К-16, К-28, К-102.

Проектируемый входной манифольд М-1 размещен на площадке с твердым покрытием, площадка ограждена бортовым камнем высотой 150 мм над уровнем площадки.

						№31/ОК-6205-TX	Лист
							31
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

На площадке манифольда продукция скважин разделяется на два потока: первый - коллектор Ду150, транспортирующий продукцию всех скважин на подогреватель нефти П-1, и второй - коллектор Ду100, предназначенный для возможности замера расхода нефтегазовой смеси двухфазным расходомером ДФР-1, модель КРАУ2.833.010, 160 Ф, Ду100, с диапазоном измерения массового расхода смеси - от 2 до 20 т/час.

Расходомер двухфазный ДФР-01 предназначен для измерения, регистрации и преобразования в выходные сигналы:

- количества в единицах массы жидкой фазы;
- количества в единицах массы и объема газовой фазы;
- массового расхода жидкой фазы.

ДФР-01 выдаёт измеренные, вычисленные и зарегистрированные данные на выход для их дистанционной передачи в цифровой форме.

При учете количества жидкости каждой скважины запорная арматура на коллекторе Ду150 перекрывается и поток жидкости после замера направляется на подогреватель нефти П-1.

Коллекторы манифольда оборудованы запорной арматурой, рассчитанной на давление Ру4,0 МПа, и приборами измерения давления входных потоков нефтегазовой смеси.

На участке подхода проектируемых выкидных линий к площадке манифольда соединение подземного участка из стеклопластиковых труб и надземного участка из стальных труб производится на надземном участке с использованием фланцевого адаптера.

Надземная часть выкидных линий на площадке входного манифольда выполнена из стальных труб Ø108х5мм ГОСТ 8732-78, расположенных на несгораемых опорах. Технологические трубопроводы и запорно-регулирующая арматура выполнены в тепловой изоляции с электрообогревом.

Нормативный срок службы стальных трубопроводов и арматуры составляет 15 и 20 лет соответственно.

3.4.3.2. Площадка путевого подогревателя нефти П-1

Для подогрева поступающей от манифольда М-1 нефтегазовой смеси рабочим проектом предусмотрен подогреватель нефти П-1, который размещен на площадке с твердым покрытием. Площадка ограждена бортовым камнем высотой 150 мм над уровнем площадки.

В качестве подогревателя нефти принята печь типа ПП-0,63А, производительностью Q=1150 т/сут и температурой нагрева до 50-60 °С.

В качестве топливного газа служит газ, поступающий от ГС-1. Проектируемый трубопровод топливного газа Ду50 имеет уклон в сторону печи П-1.

Слив дренажа из П-1 во время аварийных ситуаций, ремонта и планового останова предусматривается в проектируемую дренажную емкость ДЕ-1.

Обвязочные трубопроводы выполнены из стальных труб в надземном исполнении на несгораемых опорах. На трубопроводах входа нефти в подогреватели для сброса давления и подключения ППУ установлены задвижки Ду50 Ру4,0 МПа. Для удобства предусмотрены площадки обслуживания, лестницы и переходы.

Технологические трубопроводы и запорно-регулирующая арматура на площадке обеспечиваются тепловой изоляцией с электрообогревом.

Установленные средства КИПиА на площадке подогревателя обеспечивают возможность контроля процесса подогрева нефтегазовой смеси, а площадка подогревателя оборудована датчиком загазованности.

Подогретая нефть после П-1 подается для дальнейшего технологического процесса сепарации на площадку НГС-1.

						№31/ОК-6205-ТХ	Лист
							32
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Техническая характеристика подогревателя нефти П-1 представлена в таблице 3.4.

Таблица 3.4

Путевой подогреватель нефти П-1		
Наименование		ПП-0,63А
Производительность	т/ч	48
Давление расчетное	МПа	6,3
Давление пробное гидравлическое	МПа	8,2
Температура вых.	°С	70
Давление перед горелками	МПа	0,07
Расход топлива газа	нм ³ /ч	100
Расчетный срок службы	лет	20
Количество	шт.	1

3.4.3.3. Площадка нефтегазового сепаратора НГС-1

Газ после подогревателя нефти по трубопроводу Ду100 поступает в проектируемый нефтегазовый сепаратор НГС-1, где при давлении порядка 0,4 МПа (изб.) происходит разделение смеси на жидкую фазу и попутный нефтяной газ. В качестве сепаратора принят трехфазный нефтегазовый сепаратор НГС 1-П-1,6-2000-1-И объемом V=25 м³.

Нефть из нефтегазового сепаратора направляется на площадку буферных емкостей БЕ-1/2/3/4 для хранения и дальнейшей ее перекачки. Газ, выделившийся в проектируемом НГС-1, направляется по трубопроводу Ду100 на площадку проектируемого газосепаратора ГС-1. Аварийный сброс газа с предохранительных клапанов осуществляется на свечу С-1. Слив дренажа из НГС-1 во время аварийных ситуаций, ремонта и планового останова предусматривается по трубопроводу Ду50 в проектируемую дренажную емкость ДЕ-1.

Нефтегазовый сепаратор НГС-1 оснащен приборами измерения давления, температуры, уровня жидкой фазы, а площадка сепаратора НГС-1 оборудована датчиком загазованности.

Нефтегазовый сепаратор размещен на площадке с твердым покрытием, площадка ограждена бортовым камнем высотой 150 мм над уровнем площадки. Для обслуживания установленной арматуры и оборудования КИП сепаратор оснащен верхней площадкой обслуживания с лестницей.

Техническая характеристика нефтегазового сепаратора НГС-1 представлена в таблице 3.5.

Таблица 3.5

Трехфазный сепаратор НГС-1		
Обозначение	НГС 1-П-1,6-2000-1-И	
Объем, м ³	25	
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	1,4 (14,0)	
Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)	1,6 (16,0)	
Пробное давление испытания, МПа (кгс/см ²)	гидравлического	2,0 (20,0)
	пневматического	-
Расчетная температура среды, °С	10...40	
Расчетная температура стенки, °С	100	
Минимально допустимая отрицательная температура стенки, находящаяся под расчетным давлением, °С	минус 40	
Наименование рабочей среды	Нефть, газ	
Характеристика рабочей среды	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-91	3
	Взрывоопасность	Да
	Пожароопасность	Да
Прибавка на коррозию, мм	2	
Расчетный срок службы, лет	20	
Количество, шт.	1	

						№31/ОК-6205-TX	Лист
							33
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

3.4.3.4. Площадка газового сепаратора ГС-1

Газ, отделенный в трехфазном сепараторе НГС-1, по трубопроводу Ду100 поступает в проектируемый газовый сепаратор ГС-1, предназначенный для очистки попутного нефтяного газа от свободной капельной жидкости (вода, тяжелые углеводороды и пр.), которая затем отводится в дренажную емкость ДЕ-1. Сепарация проводится при давлении 0,4 МПа (изб.). В качестве газового сепаратора ГС-1 принят сепаратор ГС 1-2,5-600-2-И рабочим объемом $V=0,8 \text{ м}^3$.

Газовый сепаратор ГС-1 оборудован приборами измерения давления и сигнализатором верхнего предельного уровня жидкости в сепараторе, а также блоком предохранительных клапанов, подключенным к сбросному коллектору продувочной свечи С-1.

Газ после сепаратора газа ГС-1 подается по трубопроводу Ду100 на проектируемую блочную компрессорную станцию ДКС-1, а также по трубопроводу Ду50 - на подогреватель нефти П-1 в качестве топливного газа.

Газосепаратор ГС-1 размещен на площадке с твердым покрытием, площадка ограждена бортовым камнем высотой 150 мм над уровнем площадки. Площадка ГС-1 оборудована датчиком загазованности.

Техническая характеристика газового сепаратора ГС-1 представлена в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Газовый сепаратор ГС-1		
Обозначение		ГС 1-2,5-600-2-И
Вместимость, м^3		0,8
Производительность по газу, $\text{м}^3/\text{ч}$		10210
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)		2,27 (22,7)
Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)		2,5 (25)
Расчетная температура среды, °С		От -30 до 100
Расчетная температура стенки, °С		100
Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С		-60
Наименование рабочей среды		Нефть, попутный газ
Характеристика рабочей среды	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-91	3
	Категория взрывоопасности	ПА
	Группа взрывоопасной смеси	ТЗ пожароопасная
Прибавка на коррозию, мм		2
Расчетный срок службы, лет		20
Количество, шт.		1

3.4.3.5. Площадка блочной компрессорной станции ДКС-1

Компрессорная станция ДКС-1 выполнена в блочно-модульном исполнении и поставляется в полной заводской готовности. Компрессорная станция предназначена для установки на открытой площадке с диапазоном температур окружающей среды от -40 до +45 °С с естественными климатическими условиями. В качестве компрессорной станции принята блочная компрессорная станция типа ТГА-20/1,5-13 производительностью газа $Q=20 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Внутри блок-бокса станции установлена компрессорная установка с электроприводом. ДКС-1 оборудована датчиками давления и температуры, регуляторами давления «до себя», предохранительными и обратными клапанами, шаровыми кранами, охладителями газа и жидкости, воздушным фильтром, сепаратором и другим оборудованием, системой аварийной остановки компрессорной станции, пожарной сигнализацией.

Отсепарированный и очищенный газ поступает на вход станции ДКС-1 для компримирования до 1,5 МПа, после чего направляется в промышленный подземный газопровод

						№31/ОК-6205-ТХ	Лист
							34
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Ду100 из полиэтилена для последующей подачи существующую газотурбинную электростанцию (ГТЭС), расположенную на территории месторождения Сарыбулак, с целью выработки электроэнергии.

Блочная компрессорная станция ДКС-1 размещена на открытой площадке с твердым покрытием, площадка ограждена бортовым камнем высотой 150 мм над уровнем площадки.

Техническая характеристика компрессорной станции ДКС-1 представлена в таблице 3.7.

Таблица 3.7

Компрессорная станция ДКС-1		
Наименование		ТГА-20/1,5-13
Производительность	м³/мин	20
Давление рабочее	МПа	1,5
Исполнение		блочно-модульное
Средний срок службы, не менее	лет	10
Количество	шт.	1

3.4.3.6. Площадка буферных емкостей БЕ-1/2/3/4

Для хранения и дальнейшего технологического процесса перекачки нефти, поступающей от нефтегазового сепаратора НГС-1, рабочим проектом предусмотрены буферные емкости БЕ-1/2/3/4 в количестве 4 ед. В качестве буферных емкостей принят резервуар горизонтальный стальной РГС-75 объемом $V=75 \text{ м}^3$.

Нефть из БЕ-1/2/3/4 с рабочим давлением 0,07 МПа направляется на площадку насосов перекачки нефти Н-1/2.

Буферные емкости оснащены приборами измерения давления, температуры, уровня жидкой фазы, дыхательным клапаном СМДК-50, предназначенным для сброса избыточного давления в емкости. Поддержание постоянного уровня нефти в емкостях БЕ-1/2/3/4 обеспечивается за счет применения частотного регулирования приводов электроцентробежных насосов Н-1/2, обеспечивающих откачку нефти из емкостей БЕ-1/2/3/4, по данным от датчика уровня в емкостях БЕ-1/2/3/4.

Буферные емкости размещены на площадке с твердым покрытием, площадка ограждена бортовым камнем высотой 150 мм над уровнем площадки. Для обслуживания установленной арматуры и оборудования КИП буферные емкости оснащены верхней площадкой обслуживания с лестницей.

Техническая характеристика буферных емкостей БЕ-1/2/3/4 представлена в таблице 3.8.

Таблица 3.8

Буферные емкости БЕ-1/2/3/4	
Обозначение	РГС-75
Объем, м³	75
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	до 0,07
Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С	минус 40
Наименование рабочей среды	вода, нефть, газ
Исполнение	наземное
Толщина стенки, мм	4-10
Расчетный срок службы, лет	20
Количество, шт.	4

3.4.3.7. Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2

Нефть из буферных емкостей БЕ-1/2/3/4 откачивается проектируемыми электроцентробежными насосами Н-1/2 в количестве 2 ед. Насосы Н-1/2 предназначены для перекачки жидкости на площадку стояка налива СН-1. Процесс перекачки производится при

						№31/ОК-6205-TX	Лист
							35
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

рабочем давлении до 0,32 МПа. В качестве проектируемых насосов предусмотрены центробежные консольные моноблочные насосы для нефти КМ-100-80-160Е-м производительностью $Q=100 \text{ м}^3/\text{час}$ и мощностью электродвигателя $N=15 \text{ кВт}$.

На всасывающей линии насосов установлены отсечные задвижки и фильтры для очистки жидкости от механических примесей Ду100 Ру1,6 МПа, на нагнетательной линии – задвижки и обратные клапаны Ду80 Ру1,6 МПа. На всасывающей линии и нагнетания насосов Н-1/2 предусмотрено измерение давления с обеспечением блокировки работы насосов по низкому давлению на всасывающей линии. Работа насосов Н-1/2 предусматривается в режиме 1 рабочий, 1 резервный, что обеспечивает возможность останова одного насосного агрегата на ремонт или обслуживание без останова технологического процесса. Насосы оснащены частотно регулируемым приводом с управлением по датчику уровня в буферных емкостях БЕ-1/2/3/4.

Насосы Н-1/2 размещены на площадке с твердым покрытием, площадка ограждена бортовым камнем высотой 150 мм над уровнем площадки. Площадка Н-1/2 оборудована датчиком загазованности.

Дренаж от площадки насосов отводится в коллектор Ду80 и далее поступает в проектируемую дренажную емкость ДЕ-1.

Техническая характеристика электроцентробежных насосов Н-1/2 представлена в таблице 3.8.

Таблица 3.8

Насосы перекачки нефти Н-1/2		
Модель	-	КМ-100-80-160Е-м
Тип	-	Электронасос центробежный консольный моноблочный для нефти
Производительность	$\text{м}^3/\text{ч}$	100
Напор	м	32
Мощность	кВт	15
Расчетный срок службы	лет	10
Количество	шт.	2

3.4.3.8. Площадка стояка налива нефти СН-1

Нефть, подаваемая насосами перекачки Н-1/2, по трубопроводу Ду100 поступает на стояк налива нефти СН-1. В качестве СН-1 принят стояк налива АСН-100А пропускной способностью $Q=150 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Площадка налива нефти обеспечивает безопасное и контролируемое заполнение автоцистерн нефтью через герметичный верхний налив с целью её транспортировки на последующие этапы подготовки и переработки.

Площадка оборудована стояком налива, запорно-регулирующей арматурой, дренажной системой, системой заземления автоцистерн. Для предотвращения аварийных ситуаций предусмотрены контроль герметичности соединений, отключающая арматура и мероприятия по предотвращению перелива нефтепродукта. Контроль процесса налива осуществляется оператором. Для безопасного обслуживания стояка налива предусмотрена площадка обслуживания с лестницей.

По окончании налива подача нефти прекращается, остатки продукта дренируются в систему сбора утечек, наливное устройство переводится в исходное положение.

Стояк налива СН-1 размещен на площадке с твердым покрытием, площадка ограждена бортовым камнем высотой 150 мм над уровнем площадки.

Техническая характеристика стояка налива СН-1 представлены в таблице 3.9.

						№31/ОК-6205-ТХ	Лист
							36
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 3.9

Стояк налива нефти СН-1		
Модель	-	АСН-100А
Тип	-	Автоматизированный стояк налива
Производительность	м³/ч	100-150
Условный проход	Ду	100
Рабочее давление	МПа	1,0
Способ налива		верхний
Расчетный срок службы	лет	10
Количество	шт.	1

3.4.3.9. Площадка дренажной емкости ДЕ-1

Рабочим проектом предусматривается строительство площадки подземной дренажной емкости ДЕ-1, предназначенной для слива технологического дренажа, а также технологических операций сброса нефтесодержащих жидкостей с технологического оборудования Площадки сбора НГС. В качестве ДЕ-1 принята подземная дренажная емкость ЕПП 25-2400-2-3, объемом $V=25,0 \text{ м}^3$.

Опорожнение дренажной емкости предусмотрено встроенным полупогружным насосом НД-1 с подачей продукта в коллектор Ду100 на стояк налива СН-1 для последующего вывоза автотранспортом. В качестве насоса НД-1 принят полупогружной, центробежный насос НВЕ-50/50 производительностью $50 \text{ м}^3/\text{час}$ и мощностью $15,9 \text{ кВт}$.

Дренажная емкость оборудована приборами измерения уровня, а также установленным дыхательным клапаном типа СМДК-100.

Техническая характеристика дренажной емкости ДЕ-1 представлена в таблице 3.10.

Таблица 3.10

Дренажная емкость ДЕ-1		
Модель	-	ЕПП 25-2400-2-3
Тип	-	Емкость дренажная подземная с подогревом
Вместимость	м³	25
Рабочее давление	МПа	0,07
Рабочая температура среды	°C	до 80
Диаметр	мм	2400
Масса	кг	4220
Срок службы	лет	20
Количество	шт.	1

Техническая характеристика насоса НД-1 представлена в таблице 3.11.

Таблица 3.11

Насос НД-1		
Модель	-	НВЕ-50/50
Тип	-	Насос полупогружной, центробежный
Производительность	м³/ч	50
Напор	м	50
Мощность электродвигателя	кВт	15,9

						№31/ОК-6205-TX	Лист
							37
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Количество	шт	1
------------	----	---

3.4.3.10. Свеча рассеивания газа С-1

Рабочим проектом предусматривается направление аварийных выбросов с технологического оборудования НГС-1 и ГС-1 по трубопроводу Ду100 на проектируемую продувочную свечу С-1. В качестве С-1 принята свеча рассеивания газа СР-0,05 производительностью сброса до 0,05 млн м³/сут.

Свеча предназначена для безопасного отвода и рассеивания в атмосфере аварийных или технологических сбросов газов и паров без процесса горения.

Свеча С-1 размещена на площадке с щебеночным покрытием, высотой 100 мм над уровнем площадки.

Техническая характеристика продувочной свечи С-1 представлена в таблице 3.12.

Таблица 3.12

Продувочная свеча С-1		
Модель	-	СР-0,05
Тип	-	Свеча рассеивания газа
Производительность	млн м³/сут	0,05
Диаметр	мм	108
Высота	м	5,0
Срок службы	лет	15
Количество	шт.	1

3.4.4. Технологические трубопроводы

Трубопроводы, размещенные на территории площадок проектируемых скважин и Площадки сбора НГС относятся к технологическим трубопроводам.

Технологические трубопроводы выполнены из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78 (марка стали 20). Прокладка технологических трубопроводов осуществляется в надземном (на стальных несгораемых опорах не менее 350 мм до низа трубы) и подземном исполнениях. Дренажные трубопроводы на Площадке сбора НГС частично прокладываются надземно на площадках, основная же часть - подземно с уклоном 0,002 в сторону ДЕ-1.

Классификация трубопроводов

Согласно СН 527-80 трубопроводы на площадках добывающих скважин К-14, К-16, К-28, К-102 классифицируются как:

- нефтепроводы (свыше 2,5 МПа) – группа Б(б), 1 категория.

Трубопроводы на Площадке сбора НГС согласно СН 527-80 классифицируются как:

- нефтепроводы (до 1,6 МПа) - группа Б(б), III категория;
- нефтепроводы (свыше 2,5 МПа) - группа Б(б), I категория;
- газопроводы - группа Б(а), II категория;
- дренажные трубопроводы (до 1,6 МПа) - группа Б(б), III категория;
- дренажные трубопроводы (свыше 2,5 МПа) - группа Б(б), I категория.

Сварочные работы и контроль сварных соединений

Технологические стальные трубопроводы свариваются электродуговой ручной сваркой электродами марки Э42А по ГОСТ 9467-75. Сварные швы выполняются по ГОСТ 16037-80. Контроль сварных стыков в соответствии проводится путем:

						№31/ОК-6205-TX	Лист
							38
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- систематического операционного контроля в процессе изготовления и монтажа;
- внешнего осмотра сварных швов;
- проверки сплошности сварных стыков с выявлением внутренних дефектов методами неразрушающего контроля.

Согласно требованиям СП РК 3.05-103-2014 контроль качества сварных соединений стальных технологических трубопроводов физическими методами проводить в объеме 100%. Из них неразрушающими методами (радиографическим или ультразвуковым) в % от общего числа сварных соединений, но не менее одного стыка:

- для I категории - 20% от общего числа стыков;
- для II категории - 10% от общего числа стыков;
- для III категории - 2% от общего числа стыков.

Испытания трубопроводов

По окончании монтажа трубопроводы подлежат испытанию на прочность и герметичность согласно требованиям СП РК 3.05-103-2014. Давление испытания на прочность составляет:

Рисп = 1,5Рраб, но не менее 0,2 МПа (при рабочем давлении трубопровода до 0,5 МПа вкл.);

Рисп = 1,25Рраб, но не менее 0,8 МПа (при рабочем давлении трубопровода свыше 0,5 МПа).

Давление проверки на герметичность Рисп = Рраб.

Давление испытания на прочность должно быть выдержано в течение 10 мин. (испытание на прочность), после чего его снижают до рабочего давления, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на герметичность). По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод.

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

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе открываются, и трубопровод полностью освобождается от воды через дренажи.

Антикоррозионная защита

Антикоррозионная защита стальных трубопроводов производится в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2016.

Антикоррозионное покрытие надземных участков стальных трубопроводов и запорной арматуры

- грунт ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020;
- покрытие масляно-битумное - в 2 слоя по ГОСТ 5631-79.

Антикоррозионное покрытие подземных участков стальных трубопроводов «усиленное» по ГОСТ 9.602-2016:

- грунтовка праймер НК-50 - в 1 слой по ТУ 5775-001-01297859-85;
- лента липкая полиэтиленовая "Полилен ОБ-2" - в 2 слоя по ТУ 2245-003-01297859-99;
- обертка лента полиэтиленовая - в 1 слой по ТУ 2245-004-01297859-99.

Тепловая изоляция и электрообогрев

Тепловая изоляция надземных трубопроводов и арматуры - маты URSA марки М-25 (Г) из стеклянного штапельного волокна, без каширования, толщиной 60 мм по ТУ 5763-001-71451657-2004.

Покровный слой - листы из оцинкованной стали по ГОСТ 19904-90 толщиной:

- трубопроводы диаметром до 219мм - 0,5 мм;
- фланцевая арматура диаметром до 219мм - 0,8 мм.

						№31/ОК-6205-TX	Лист
							39
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Для надземных участков технологических трубопроводов с замерзающими средами (нефть, газ, дренаж) предусматривается электрообогрев.

3.4.5. Газопровод от Площадки сбора НГС до существующей площадки

В рабочем проекте согласно заданию на проектирование, предусматривается транспортировка газа от проектируемой блочной компрессорной станции ДКС-1 на Площадке сбора НГС на существующую газотурбинную электростанцию ГТЭС, предназначенную выработки электроэнергии и расположенную на территории месторождения Сарыбулак.

Газ после компримирования в ДКС-1 подается в трубопровод с рабочим давлением до 1,5 МПа. На выходе из Площадки сбора НГС газ транспортируется по трубопроводу из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 110x10 по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 в подземном исполнении, глубина заложения трубопровода -1,8 м до верха трубы. Подземную прокладку газопровода из полиэтилена следует выполнять в соответствии с требованиями СН РК 4.03-01-2011 и СП РК 4.03-101-2013. Протяженность проектируемого газопровода составляет 7237,8 м.

Подключение проектируемого газопровода на месторождении Сарыбулак осуществляется надземно к существующему арматурному узлу на существующем стальном трубопроводе подачи газа на ГТЭС с ранее установленным расходомером газа. На участке подключения проектными решениями предусматриваются обратный клапан и шаровый кран Ду100, Ру1,6 МПа.

Соединение стальных и полиэтиленовых труб производится на надземных участках с использованием неразъемного соединения ПЭ-сталь.

Пересечение газопровода с существующими коммуникациями предусматривается согласно требованиям норм и стандартов, действующих на территории РК.

Разработку траншеи на участке пересечений с действующими подземными коммуникациями, необходимо производить вручную на расстоянии не менее 2 м от боковой стенки в обе стороны от коммуникации и не менее 1 м над верхом действующей коммуникации.

Заглубление участков газопровода под автомобильными дорогами всех категорий должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета. На участках переходов через автомобильные дороги газопровод заключается в защитные стальные футляры из труб электросварных по ГОСТ 10704-91, диаметр которых минимум на 200 мм больше наружного диаметра проектируемого трубопровода.

Для отвода газа в атмосферу в случае его утечки при разрыве газопровода на кожухе предусматривается вытяжная свеча Ду50 высотой 5 м. Согласно требованиям СП 109-34-97 вытяжная свеча устанавливается на расстоянии 25 м от подошвы земляного полотна автодорог.

По трассе трубопровода предусмотрена установка опознавательных знаков на расстоянии не более 1 километра друг от друга, на углах поворота в горизонтальной плоскости и при пересечении автомобильных дорог.

Классификация трубопроводов

Проектируемый газопровод от Площадки сбора НГС до существующей площадки ГТЭС на месторождении Сарыбулак относится к промысловым трубопроводам.

Газопровод согласно ВСН 51-3-85 классифицируется как:

- газопровод - IV класс, 1 группа, IV категория.

Контроль качества соединений

Согласно требованиям СП РК 4.03-101-2013 для определения качества соединений промысловых трубопроводов из полиэтилена, для проверки технологии сварки и пайки стыков

						№31/ОК-6205-TX	Лист
							40
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

полиэтиленовых газопроводов проводят механические испытания. Стыки полиэтиленовых газопроводов испытывают на растяжение по приложению Е ГОСТ Р 52779-2007.

Сварные соединения полиэтиленовых труб между собой и при наличии соединительных деталей, а также выполненные деталями с закладным нагревателем (ЗН), подвергают внешнему осмотру без применения увеличительных приборов.

Внешний вид стыкового сварного соединения должен соответствовать следующим требованиям:

- валики сварного шва должны быть симметрично и равномерно распределены по окружности сваренных изделий;
- на наружной поверхности валиков не допускаются трещины, раковины, посторонние включения;
- смещение наружных кромок свариваемых частей изделий должно быть минимальным;
- впадина между валиками грата не должна находиться ниже наружной поверхности труб (деталей).

Внешний вид сварных соединений, выполненных при помощи деталей с ЗН, должен соответствовать следующим требованиям:

- трубы за пределами соединительной детали должны иметь следы механической обработки (зачистки) или быть другого цвета в случае наличия на трубе защитного слоя;
- индикаторы сварки деталей должны находиться в выдвинутом положении;
- поверхность деталей не должна иметь следов температурной деформации или термической деструкции (сгоревшего) полиэтилена;
- по периметру детали не должно быть следов расплава полиэтилена, возникшего в процессе сварки.

Стыки в количестве 100% законченных строительством участков газопроводов из полиэтиленовых труб, выполненных сваркой нагретым инструментом встык, подлежат контролю физическими методами. Стыки полиэтиленовых газопроводов проверяют ультразвуковым методом по СТ РК ISO 17640.

Дефектные стыковые соединения полиэтиленовых газопроводов исправлению не подлежат и должны быть удалены.

Испытания трубопроводов

Законченный строительством газопровод следует испытывать на герметичность воздухом.

Для испытания на герметичность воздухом газопровод в соответствии с проектом производства работ следует разделить на отдельные участки, ограниченные заглушками или закрытые линейной арматурой и запорными устройствами перед газоиспользующим оборудованием, с учетом допускаемого перепада давления для арматуры (устройств) данного типа.

Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопровода должна быть очищена в соответствии с проектом производства работ.

Испытания подземных газопроводов проводят после их монтажа в траншее и присыпки выше верхней образующей трубы не менее чем на 0,2 м или после полной засыпки траншеи.

До начала испытаний на герметичность газопроводы выдерживают под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе и температуры грунта. Температура наружного воздуха в период испытания полиэтиленовых газопроводов должна быть не ниже минус 20°C.

Рисп=1,25 Рраб, продолжительность испытаний составляет 24 часа.

						№31/ОК-6205-TX	Лист
							41
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Испытания газопроводов на герметичность проводят подачей в газопровод сжатого воздуха и созданием в газопроводе испытательного давления. При переходе подземного участка полиэтиленового газопровода на стальной газопровод испытания этих газопроводов проводят раздельно:

- участок подземного полиэтиленового газопровода, включая неразъемное соединение испытывают по нормам испытания полиэтиленовых газопроводов;
- участок стального газопровода испытывают по нормам испытания стальных газопроводов.

По завершении испытаний газопровода давление снижают до атмосферного, устанавливают автоматику, арматуру, оборудование, контрольно-измерительные приборы и выдерживают газопровод в течение 10 мин под рабочим давлением. Герметичность разъемных соединений проверяют мыльной эмульсией.

При производстве работ необходимо соблюдать требования СН РК 1.03-00-2022 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений», СН РК 1.03.05-2011 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве".

3.5. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ПО ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ

Характеристика объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности представлена в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Наименование помещения, участка, наружной установки	Вещества, применяемые в производстве	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по Техническому Регламенту «Общие требования к пожарной безопасности»	Класс зоны взрывной и пожарной опасности по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020
Добывающие скважины	Нефтегазовая смесь	Ан	В-1г	ПА-Т3
Площадка сбора НГС	Нефть	Ан	В-1г	ПА-Т3
	Попутный газ	А, Ан	В-1а, В-1г	ПА-Т1
	Дренаж	Ан	В-1г	ПА-Т3

3.6. КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНЫХ И ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ

Классификация взрывопожароопасных и вредных веществ, обрабатываемых в производстве, представлена в таблице 3.7.

Таблица 3.7

№ п/п	Наименование вещества	Температура самовосплам, 0 С	Предел взрываемости, % объемных		Плотность при нормальных условиях (0°С), кг/м³		Характеристика по ГОСТ 12.1.005 и ГОСТ 12.1.007		Классификация по горючести	Индивидуальные средства защиты
			Нижн.	Верх.	Жидк. (тверд.)	Газ	Класс опасности	ПДК, мг/м³		

1	Нефть	~300	~1,4	~8,5	899	-	3	10	ЛВЖ, ГЖ	Спецодежда, спец обувь, защитный шлем, защитные очки, противогаз
2	Попутный газ	~550	~1,3	~5,0	-	0,717	4	300	ГГ	Спецодежда, спец обувь, защитный шлем, защитные очки, противогаз

3.7. РЕЖИМ РАБОТЫ И ЧИСЛЕННОСТЬ ПЕРСОНАЛА

Согласно ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» расчетная продолжительность технологического процесса, с учетом затрат времени на техническое обслуживание, капитальный ремонт и ликвидацию повреждений принята 365 дней в году вахтовым методом по 12 часов в смену, продолжительность вахты 15 суток. На проектируемой площадке добывающих скважин постоянное пребывание обслуживающего персонала не требуется.

Месторождение Кайнар - действующее предприятие со сложившейся структурой обслуживающего и управленческого персонала. При увеличении существующих производственных мощностей на четыре добывающие скважины, с учетом расширения зон обслуживания, дополнительная численность основного рабочего и инженерно-технического персонала для обслуживания оборудования на проектируемых объектах не требуется.

4 АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

						№31/ОК-6205-АС			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нураганова			05.26	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Т. контр.		Нураганова			05.26		РП	44	
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка	 ТОО «KJS Project & Consulting» Актау, 2026г.		

4.1. ВВЕДЕНИЕ

Раздел «Архитектурно-строительные решения» рабочего проекта «Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис» выполнен на основании следующих документов:

- Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.;
- Задание на проектирование, выданное Заказчиком ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Исходными данными для проектирования являются:

- Ситуационный план месторождения Кайнар;
- Материалы инженерно-геодезических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в ноябре 2025г.;
- Материалы инженерно-геологических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в декабре 2025г.

Генеральной проектной организацией является ТОО «KJS Project & Consulting».

Территория строительства относится к району с сейсмичностью 6 баллов согласно СП РК 2.03-30-2017.

Вид строительства – расширение.

Сроки строительства: будут уточняться контрактными условиями с подрядной организацией.

Генподрядная организация будет определена на тендерных условиях после завершения проектирования.

Настоящим рабочим проектом предусматривается расширение системы сбора НГС на месторождении Кайнар, а также строительство газопровода от Площадки сбора НГС до существующей ГТЭС на месторождении Сарыбулак.

Строительная часть рабочего проекта выполнена с соблюдением действующих норм и правил, соответствует нормам и правилам взрыва и пожаробезопасности РК и обеспечивает безопасную эксплуатацию запроектированных объектов.

Объемно-планировочные и конструктивные решения сооружений определены в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами, при этом в основу были приняты следующие нормативные документы:

- СП РК 2.02-101-2014 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»;
- СП РК 3.02-128-2012 «Сооружения промышленных предприятий»;
- СП РК 5.01-102-2013 «Основания зданий и сооружений»;
- НТП РК 02-01-1.2-2011 «Проектирование бетонных и железобетонных конструкций из тяжелых бетонов с предварительным напряжением арматуры»;
- НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017 «Нагрузки и воздействия на здания».

4.2. РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ

Район строительства характеризуется следующими условиями:

- климатический район строительства по СП РК 2.04-01-2017 - IVA.
- расчетная зимняя температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 по СП РК 2.04.01-2017- (-29,4)°C;

						№31/ОК-6205-АС	Лист
							45
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- расчетная зимняя температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 по СП РК 2.04.01-2017 - (-27,88)°C;
- вес снегового покрова для I снегового района по НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017 - 80кгс/м²;
- скоростной напор ветра для III ветрового района по НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017 - 38кгс/м².

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов: согласно СП РК 5.01-102-2013 составляет для супесей - 1,20 м, для суглинков и глин - 0,99 м.

Грунтовые воды на глубине 3 и 6 м не вскрыты.

Основанием фундаментов являются насыпной грунт площадок.

4.3. ОБЪЕМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В архитектурно-строительной части рабочего проекта представлены проектные решения по строительству следующих сооружений:

- Опоры ОП-1 и площадка обслуживания ПО-1 на устье скважин;
- Фундамент для крепления якорей оттяжек;
- Площадка под ремонтный агрегат;
- Ограждение устья скважин;
- Кабельная эстакада мобильная;
- Площадка с навесом и ограждением для трансформатора повышающего и станции управления ЭЦН;
- Площадка КТПН-100 и 400/10/0.4кВ с ограждением;
- Площадка манифольда М-1;
- Площадка подогревателя нефти П-1;
- Площадка газосепаратора ГС-1;
- Площадка блочной компрессорной станции ДКС-1;
- Площадка нефтегазового сепаратора НГС-1;
- Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2;
- Площадка дренажной емкости ДЕ-1;
- Площадка буферных емкостей БЕ-1/2/3/4;
- Площадка стояка налива нефти СН-1;
- Станция пенного пожаротушения «Гейзер»;
- Площадка резервуаров запаса противопожарной воды БЕП-65;
- Свеча рассеивания газа С-1;
- Вытяжная свеча;
- Фундамент ЗФ-3 для молниеотвода МОГК-12-IV;
- Операторная;
- Межплощадочные опоры и переход ПРХ-1;
- Ограждение ОГ-1 площадки сбора НГС.

Технико-экономические показатели:

- Общая площадь застройки – 1024,2м².

Согласно требованиям Приказа Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405 "Об утверждении технического регламента "Общие требования к пожарной безопасности"" и Приказа Министра национальной экономики Республики

						№31/ОК-6205-АС	Лист
							46
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165 "Об утверждении Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам»:

- здание Операторной относится ко II уровню ответственности, степень огнестойкости - II, категория по взрывопожарной и пожарной опасности - Д, класс функциональной пожарной опасности - Ф4.3.
- здание ДКС относится к I уровню ответственности, степень огнестойкости - II, категория по взрывопожарной и пожарной опасности - А, класс функциональной пожарной опасности - Ф5.1.
- здания КТПН и СППТ относятся к I уровню ответственности, степень огнестойкости - IIIа, категория по взрывопожарной и пожарной опасности - В4 и класс конструктивной пожарной опасности - Ф5.1.
- строительные конструкции на территории проектируемых скважин не подлежат классификации по степени огнестойкости, категория по взрывопожарной и пожарной опасности - Ан. Прокладка технологических трубопроводов предусматривается надземной, на несгораемых опорах. Расчетный срок службы - 50 лет.

4.3.1. Опоры ОП-1 и площадка обслуживания ПО-1 на устье скважин

На устье скважины предусмотрены опоры ОП-1 для крепления технологических трубопроводов и площадка обслуживания ПО-1.

Опора выполнена из бетонного фундамента 300х300х700(н) мм. Под фундамент устраивается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм. Металлическая стойка выполнена из трубы стальной бесшовной Ø89х5 по ГОСТ 8732-78. Предусмотрена пластина 200х200 мм. толщиной 8 мм.

Для обслуживания установленной технологической запорной арматуры предусмотрена металлическая площадка обслуживания с лестницей, принятые по серии 1.450.3-7.94 вып.0. Металлическая площадка обслуживания устанавливается на бетонные подушки с закладными деталями по серии 1.400-15.В1.130-50. Материал бетона принят кл. С12/15. Для доступа к площадке обслуживания предусмотрена металлическая лестница. Лестница принята по серии 1.450.3-7.94 вып.0.

4.3.2. Фундамент для крепления якорей оттяжек

Площадь застройки – 1,96м².

Фундамент для оттяжки ремонтного агрегата размером 1400х1400х900(н) мм выполнен из монолитного железобетона по СТ РК EN 206-2017 кл. С12/15 на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150. В бетонной конструкции предусмотрена установка анкера для крепления оттяжек ремонтного агрегата.

Под подошвой якоря оттяжек выполняется подготовка из щебня толщиной 100 мм с пропиткой битумом до полного насыщения.

Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом БН 70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

4.3.3. Площадка под ремонтный агрегат

Площадь застройки – 56м².

Площадка размером в плане 4000х14000 мм предназначена для установки самоходного ремонтного агрегата и предохранения приустьевых приямков при ремонтных работах. Покрытие площадки предусмотрено из аэродромных плит по ГОСТ 25912-2015 в один слой. Предусмотрен пандус из щебня.

						№31/ОК-6205-АС	Лист
							47
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Плиты уложены на спланированный слой уплотненной ПГС. Нижние и боковые поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются битумной мастикой по бетонным конструкциям (до монтажа).

4.3.4. Ограждение устья скважин

Устье скважины по периметру ограждается металлическим ограждением, выполненным из сетчатых панелей, высота ограждения 1660 мм. Для входа на территорию предусмотрена калитка. Стойка ограждения выполнена из трубы стальной бесшовной Ø89x5 мм по ГОСТ 8732-78. Фундамент выполнен из бетона С12/15. Под фундамент устраивается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм.

4.3.5. Кабельная эстакада мобильная

На площадке скважины установлена мобильная эстакада для прокладки силовых кабелей и кабелей КИПиА. Для крепления кабелей устраивается опора. Опора выполнена из металлической трубы из стали Ø76x2,5 мм по ГОСТ 10704-91.

4.3.6. Площадка с навесом и ограждением для трансформатора повышающего и станции управления ЭЦН

Площадь застройки – 16,5м².

Для площадки станции управления ЭЦН и повышающего трансформатора предусмотрен навес, выполненный из металлических балок швеллера по ГОСТ 8240-97. Крыша односкатная из профилированного настила. Профнастил крепить к профилям самонарезающими винтами 2.5x16.01 по ГОСТ 10619-80. Для обслуживания УЭЦН предусмотрена калитка.

Для предотвращения проникновения бродячего скота предусмотрено ограждение, выполненное из панелей, которые привариваются к стойке в виде стальной трубы Ø89x5 мм по ГОСТ 8732-78. Фундаменты под стойки выполнены из бетона С12/15, круглого сечения Ø300 мм, высотой 700 мм.

Под площадку устраивается подготовка из щебня, пропитанного горячим битумом до полного насыщения, толщиной 50 мм.

4.3.7. Площадка КТПН-100 и 400/10/0.4кВ с ограждением

Площадь застройки – 1,92м².

Трансформатор блочной конструкции, полностью заводского изготовления, устанавливается на фундаменты, выполненные из ФБС по ГОСТ 13579-2018 габаритами 2400x400 мм, высота фундамента составляет 600 мм. Под фундаменты предусмотрена подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм. Для крепления трансформатора предусмотрены закладные детали по серии 3.400.2-14.93в.1.

Площадка КТПН обеспечена металлическим ограждением, выполненным из сетчатых панелей. Высота ограждения 2110 мм. Для входа на территорию предусмотрена калитка. Стойка ограждения выполнена из трубы стальной бесшовной Ø89x5 мм по ГОСТ 8732-78. Фундамент выполнен из бетона С12/15. Под фундамент устраивается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм.

4.3.8. Площадка манифольда М-1

Площадь застройки – 81,09м².

Площадка манифольда М-1 в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 5,0x15,0 м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-2023.

						№31/ОК-6205-АС	Лист
							48
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Покрытие площадки предусмотрена из монолитного железобетона, толщиной 150 мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Для крепления технологических трубопроводов предусмотрены опоры из монолитного бетона кл. С12/15, с размерами 300х300х650(н) мм. Под фундамент устраивается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм. Металлическая стойка выполнена из трубы стальной бесшовной Ø89х5 по ГОСТ 8732-78. Предусмотрена пластина 200х200 мм. толщиной 8 мм.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок, габариты приямка 1,0х1,0х0,9(н) м, который перекрывается металлическим просечно - вытяжным листом по ТУ 36.26.11-5-89.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 50 мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.3.9. Площадка подогревателя нефти П-1

Площадь застройки – 86,39м².

Для подогрева нефтегазовой смеси рабочим проектом предусмотрен подогреватель нефти П-1, который устанавливается на площадке с твердым покрытием.

Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях - 5х16 м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-2023.

Покрытие площадки предусмотрена из монолитного железобетона, толщиной 150 мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012. Для установки в проектное положение технологического оборудования печи предусмотрен фундамент из монолитного железобетона.

Для крепления технологических трубопроводов предусмотрены опоры из монолитного бетона кл. С12/15, с размерами 300х300х700(н) мм. Под фундамент устраивается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм. Металлическая стойка выполнена из трубы стальной бесшовной Ø89х5 по ГОСТ 8732-78. Предусмотрена пластина 200х200 мм. толщиной 8 мм.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок, габариты приямка 1,0х1,0х0,9(н) м, который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.26.11-5-89.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 100 мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.3.10. Площадка газосепаратора ГС-1

Площадь застройки – 15,4м².

Рабочим проектом предусматривается строительство площадки газосепаратора ГС-1. Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 2,5х5,2 м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-2023.

Покрытие площадки предусмотрено из монолитного железобетона, толщиной 150мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012.

						№31/ОК-6205-АС	Лист
							49
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Фундамент под оборудование принят из монолитного железобетона. Бетон класса С20/25, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012. Крепление технологических аппаратов производится с помощью анкерных болтов по ГОСТ 24379.1-2012.

Для крепления технологических трубопроводов предусмотрены опоры из монолитного бетона кл. С12/15, с размерами 300х300х650(н) мм. Под фундамент устраивается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм. Металлическая стойка выполнена из трубы стальной бесшовной Ø89х5 по ГОСТ 8732-78. Предусмотрена пластина 200х200 мм. толщиной 8 мм.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок, габариты приямка 0,5х0,5х0,6(н) м, который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.2611-5-89.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 50 мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.3.11. Площадка блочной компрессорной станции ДКС-1

Площадь застройки – 104,4м².

Рабочим проектом предусматривается строительство площадки блочной компрессорной станции ДКС-1. Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 7х14 м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-2023.

Покрытие площадки предусмотрена из монолитного железобетона, толщиной 150 мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012. Для установки в проектное положение технологического оборудования предусмотрен фундамент из монолитного железобетона.

Для крепления технологических трубопроводов предусмотрены опоры из монолитного бетона кл. С12/15, с размерами 300х300х650(н) мм. Под фундамент устраивается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм. Металлическая стойка выполнена из трубы стальной бесшовной Ø89х5 по ГОСТ 8732-78. Предусмотрена пластина 200х200 мм. толщиной 8 мм.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок, габариты приямка 1,0х1,0х0,9(н) м, который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.2611-5-89.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 50 мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.3.12. Площадка нефтегазового сепаратора НГС-1

Площадь застройки – 122,4м².

Рабочим проектом предусматривается строительство площадки нефтегазового сепаратора НГС-1. Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 7,7х15,0 м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-2023.

Покрытие площадки предусмотрена из монолитного железобетона, толщиной 150 мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012. Для установки в проектное положение технологического оборудования предусмотрен фундамент из монолитного железобетона.

						№31/ОК-6205-АС	Лист
							50
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Для обслуживания установленной технологической запорной арматуры и приборов КИП нефтегазового сепаратора, предусмотрена металлическая площадка обслуживания с лестницей. Металлическая площадка обслуживания и лестница приняты по серии 1.450.3-7.94 вып.0, устанавливаются на оборудование с помощью кронштейнов. Кронштейны приняты из двутавра по ГОСТ 26020-83 и листового проката по СТ РК EN 10029-2012. Ограждение площадки обслуживания высотой 1.25 мм принято из стальных уголков по ГОСТ 8509-93. Металлическая стойка под площадку обслуживания принята из швеллера по ГОСТ 8240-97 и крепится к фундаменту с помощью анкерных болтов типа 1 М16 по ГОСТу 24379.1-2012. Для доступа к площадке обслуживания предусмотрена металлическая лестница. Лестница принята по серии 1.450.3-7.94 вып.0, ограждение лестницы высотой 1.25 мм принято из стальных уголков по ГОСТ 8509-93.

Для крепления технологических трубопроводов предусмотрены опоры из монолитного бетона кл. С12/15, с размерами 300х300х650(н) мм. Под фундамент устраивается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм. Металлическая стойка выполнена из трубы стальной бесшовной Ø89х5 по ГОСТ 8732-78. Предусмотрена пластина 200х200 мм. толщиной 8 мм.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок, габариты приямка 1,0х1,0х0,9(н) м, который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.2611-5-89.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 50 мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.3.13. Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2

Площадь застройки – 19,2м².

Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2 в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 3,7х4,5 м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-2023.

Покрытие площадки предусмотрена из монолитного железобетона, толщиной 150 мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Фундаменты под насосы приняты из монолитного железобетона высотой 1,22 м. Бетон класса С20/25, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012. Крепление насосного агрегата производится с помощью анкерных болтов по ГОСТ 24379.1-2012.

Для крепления технологических трубопроводов предусмотрены опоры из монолитного бетона кл. С12/15, с размерами 300х300х650(н) мм. Под фундамент устраивается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм. Металлическая стойка выполнена из трубы стальной бесшовной Ø89х5 по ГОСТ 8732-78. Предусмотрена пластина 200х200 мм. толщиной 8 мм.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок, габариты приямка 0,5х0,5х0,6(н) м, который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.2611-5-89.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 50 мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

						№31/ОК-6205-АС	Лист
							51
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4.3.14. Площадка дренажной емкости ДЕ-1

Площадь застройки – 44,0м².

Площадка дренажной емкости ДЕ-1 в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 5х8 м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-2023.

Покрытие площадки предусмотрена из монолитного железобетона, толщиной 150 мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Установка горизонтальной дренажной емкости подземная, основание предусмотрено из ПГС высотой 500 мм, с послойным уплотнением.

На площадке для крепления технологических трубопроводов предусмотрены опоры из монолитного бетона кл. С12/15, с размерами 300х300х700(н) мм. Под фундамент устраивается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм. Металлическая стойка выполнена из трубы стальной бесшовной Ø89х5 по ГОСТ 8732-78. Предусмотрена пластина 200х200мм. толщиной 8 мм.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок, габариты приямка 0,5х0,5х0,6(н) м, который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.2611-5-89.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 50 мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.3.15. Площадка буферных емкостей БЕ-1/2/3/4

Площадь застройки – 283,3м².

Для дегазации нефтегазовой смеси рабочим проектом предусмотрены буферные емкости БЕ-1/2/3/4.

Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 13х21 м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-2023.

Покрытие площадки предусмотрено из монолитного железобетона, толщиной 150 мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Под буферные емкости предусмотрены монолитные железобетонные фундаменты. Фундамент из бетона кл. С20/25, армированная сеткой по ГОСТ 23279-2012, крепление оборудования предусмотрено с помощью через анкерные болты, болт типа 1.1М24 по ГОСТ 24379.1-2012.

На площадке предусмотрены опоры под трубопроводы, технологические опоры устанавливаются на бетонные подушки с закладными деталями по Серии 3.400.2-14.93 выпуск 1. Сталь марки С245 по ГОСТ 27772-2021.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок, габариты приямка 1,0х1,0х0,9(н) м, который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.26.11-5-89.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 50 мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.3.16. Площадка стояка налива нефти СН-1

Площадь застройки – 23,9м².

						№31/ОК-6205-АС	Лист
							52
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Рабочим проектом предусматривается строительство площадки стояка налива нефти СН-1. Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 3,5х6,0 м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-2023.

Покрытие площадки предусмотрено из монолитного железобетона, толщиной 150 мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Для обслуживания установленной технологической запорной арматуры предусмотрена металлическая площадка обслуживания с лестницей, принятые по серии 1.450.3-7.94 вып.0. Металлическая площадка обслуживания устанавливается на бетонные подушки с закладными деталями по серии 1.400-15.В1.130-50. Материал бетона принят кл. С12/15. Для доступа к площадке обслуживания предусмотрена металлическая лестница. Лестница принята по серии 1.450.3-7.94 вып.0.

Для крепления технологических трубопроводов предусмотрены опоры из монолитного бетона кл. С12/15, с размерами 300х300х650(н) мм. Под фундамент устраивается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм. Металлическая стойка выполнена из трубы стальной бесшовной Ø89х5 по ГОСТ 8732-78. Предусмотрена пластина 200х200 мм. толщиной 8 мм.

Для сбора стоков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок, габариты приямка 0,5х0,5х0,6(н) м, который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.2611-5-89.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 50 мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.3.17. Станция пенного пожаротушения «Гейзер»

Площадь застройки – 15,8м².

Рабочим проектом предусматривается строительство станций пенного пожаротушения «Гейзер». Площадка в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 2,5х6,3 м. По периметру площадки устраивается бетонная отмостка шириной 1000 мм.

Покрытие площадки предусмотрена из монолитного железобетона, толщиной 150 мм. Бетон кл. С12/15 на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Под основанием фундамента предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 50 мм.

4.3.18. Площадка резервуаров запаса противопожарной воды БЭП-65

Площадь застройки – 118,7м².

Площадка резервуаров запаса противопожарной воды БЭП-65 в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 8,0х14,0 м. По периметру площадка отбортована бортовым камнем по ГОСТ 6665-2023.

Покрытие площадки предусмотрено из монолитного железобетона, толщиной 150 мм. Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Установка горизонтальных резервуаров подземная, основание предусмотрено из ПГС высотой 500 мм, с послойным уплотнением.

На площадке для крепления технологических трубопроводов предусмотрены стойки из монолитного бетона кл. С12/15, с размерами 300х300х700(н) мм. Под фундамент устраивается

						№31/ОК-6205-АС	Лист
							53
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм. Металлическая стойка выполнена из уголка 70х8 по ГОСТ 8510-97. Предусмотрены пластины 50х170 мм. толщиной 6 мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.3.19. Свеча рассеивания газа С-1 и вытяжная свеча

Фундаменты под свечу рассеивания газа С-1 и под вытяжную свечу предусмотрены из монолитного железобетона высотой 2.45(h) м.

Бетон кл. С12/15, армированный сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Под железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 50 мм.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.3.20. Фундамент ЗФ-3 для молниеотвода МОГК-12-IV

Фундамент ЗФ-3 для молниеотвода устанавливается под землей с диаметром Ø500 мм. Фундамент выполнен из монолитного бетона кл. С12/15, высотой 2,3(h) м.

Под основанием бетонной конструкции предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом, толщиной 100 мм.

4.3.21. Операторная

Площадь застройки – 33,2м².

Рабочим проектом предусматривается строительство здания Операторной. Операторная в плане имеет прямоугольную форму, с габаритными размерами в осях 12,19х2,44 м.

Операторная выполнена из 40-футового морского контейнера размерами в осях 2,44х2,44х12,2 м. Операторная устанавливается на сборные железобетонные дорожные плиты 1П30.18 в количестве 8 штук и 1П18.18 в количестве 2 штуки по ГОСТ 21924.0-84. Под сборными ж/б плиты предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом толщиной 100 мм.

В здании Операторной предусмотрены окна металлопластиковые индивидуального изготовления, а также двери по ГОСТ 31173-2016, ГОСТ 475-2016. Стены, перегородки и потолок утепляются пожаробезопасной минеральной ватой толщиной 100 мм, внутренняя отделка стен предусмотрена из гипсокартонных листов.

4.3.22. Межплощадочные опоры и переход ПРХ-1

Рабочим проектом предусматривается строительство межплощадочных опор из металлических прокатов под технологические трубопроводы. Опоры устанавливаются на фундаменты с закладными деталями по серии 3.400.2-14.93 выпуск 1.

Металлоконструкция из стали С245 по ГОСТ 27772-2021.

Фундаменты под опоры трубопроводов приняты из монолитного железобетона класса С12/15, армированного сеткой ГОСТ 23279-2012.

Также на площадке предусмотрен переходной мостик через технологические трубопроводы. Металлическая конструкция переходного моста принята по серии 1.450.3-7.94 вып.2. Стойки под площадки приняты из металлического швеллера по ГОСТ 8240-97 с установкой на бетонные фундаменты через закладные детали серии 1.400-15.В1.130-50. Материал бетона принят кл. С12/15.

Под железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения толщиной 50 мм.

						№31/ОК-6205-АС	Лист
							54
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4.3.23. Ограждение ОГ-1 Площадки сбора НГС

Рабочим проектом предусмотрено металлическое ограждение Площадки сбора НГС.

Ограждение состоит из сетчатых панелей по металлическим столбам высотой 2,2 м. Оградительные панели крепятся на стойки. Стойки выполнены из труб круглого сечения по ГОСТ 8732-78 замоноличенные в грунт, бетоном кл. С12/15 высотой 850 мм.

Для проезда транспорта предусматриваются ворота, также для прохода пешеходов предусматриваются отдельные калитки. Ворота крепятся на стойки. Стойки выполнены из труб по ГОСТ 8732-78, замоноличенных в грунт бетоном С12/15 высотой 950 мм.

Под проектируемыми бетонными конструкциями принята подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения толщиной 50 мм.

Вертикальная гидроизоляция боковых поверхности конструкций, соприкасающихся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30 за два раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Материал бетонных конструкций - бетон на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

4.4. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Под основанием железобетонных изделий выполнить подготовку из щебня, марки прочности М800, фракции 10-20, пропитанного битумом до полного насыщения, толщиной 50мм.

Боковые поверхности ж/бетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Бетонные конструкции выполнить из бетона С12/15, С/20/25 на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, марка по морозостойкости F150.

Металлоконструкции изготовить из стали С245 по ГОСТ 27772-2021.

Металлические элементы окрасить двумя слоями эмалевой краской ПФ-115 по ГОСТ 6465-2023 по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию произвести в соответствии с ГОСТ 9.402-2004.

Сварку производить электродами типа Э42 по ГОСТ 9467-75. Толщину сварных швов, кроме особо оговоренных, принимать по наименьшей толщине свариваемых элементов.

Контроль сварных швов – визуальный осмотр и измерение.

Листовой прокат закладных деталей выполнить из стали С245.

Закладные детали окрасить двумя слоями эмалевой краской ПФ-115 по ГОСТ 6465-2023 по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020.

Все работы по антикоррозийной защите должны производиться согласно требованиям СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии».

4.5. БЫТОВОЕ И МЕДИЦИНСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

На площадке не предусматривается постоянного нахождения персонала. В автотранспорте, используемом при осмотре и ремонте оборудования.

Медицинское обслуживание персонала предусматривается в существующем на месторождении медицинском пункте, находящемся на территории вахтового поселка и который оборудован всем необходимым для оказания первой медицинской помощи. При обнаружении серьезных заболеваний, представляющих угрозу жизни, предусматривается транспортировка больных на машине скорой помощи в медицинские учреждения г. Кызылорда.

Питание персонала осуществляется в столовой вахтового поселка.

						№31/ОК-6205-АС	Лист
							55
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

5 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

						№31/ОК-6205-ЭС/ЭМ			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нураганова			05.26	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Т. контр.		Нураганова			05.26		РП	56	
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка		ТОО «KJS Project & Consulting» Актау, 2026г.	

5.1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

5.1.1. Введение

Раздел «Электроснабжение» рабочего проекта «Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис» выполнен на основании следующих документов:

- Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.;
- Задание на проектирование, выданное Заказчиком ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Исходными данными для проектирования являются:

- Ситуационный план месторождения Кайнар;
- Технические условия на электроснабжение объекта от 23.12.2025г.;
- Материалы инженерно-геодезических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в ноябре 2025г.;
- Материалы инженерно-геологических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в декабре 2025г.

Генеральной проектной организацией является ТОО «KJS Project & Consulting».

Территория строительства относится к району с сейсмичностью 6 баллов согласно СП РК 2.03-30-2017.

Вид строительства – расширение.

Рабочий проект разработан с учётом природных и климатических условий месторождения Арыстановское, приведённых в разделе «Общая часть».

Все технические решения приняты и разработаны в соответствии с нормативными техническими документами, действующими на территории Республики Казахстан:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230;
- ГОСТ 21.613-2014 «СПДС. Силовое электрооборудование»;
- СН РК 4.04-07-2023 «Электротехнические устройства»;
- СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений»;
- ВНТПЗ-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- Серия 3.407.1-143 Вып. 1 «Железобетонные опоры ВЛ 10 кВ. Выпуск 1 Опоры на базе железобетонных стоек длиной 10,5 м. Рабочие чертежи»;
- Серия 3-407-150 «Заземляющие устройства опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,38; 6; 10; 20; 35 кВ»;

Принятые в настоящем разделе проектные решения основаны на концепции рационального использования энергетических ресурсов, на основании Единых правил разработки нефтяных и газовых месторождений РК, Единых правил охраны недр (ЕПОН) при разработке месторождений полезных ископаемых в РК и Контракта на разведку углеводородного сырья. Рабочий проект выполнен в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов Республики Казахстан, обеспечивающих безопасную эксплуатацию запроектированного объекта.

В настоящем рабочем проекте все технические решения по сооружениям, конструкциям, оборудованию и технологической части приняты и разработаны в полном соответствии с действующими нормами и правилами, включая правила пожаро- и взрывобезопасности.

						№31/ОК-6205-ЭС/ЭМ	Лист
							57
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

5.1.2. Краткая характеристика района строительства

Участок работ расположен на м/р «Кайнар» в Сырдарьинском районе, Кызылординской области.

Согласно схематической карты климатического районирования для строительства приложение А СП РК 2.04-01-2017 исследуемая территория относится к IV-А климатическому подрайону (пункт Кызылорда). Характерно изобилие тепла, солнечных дней, малое количество осадков, большие амплитуды температуры воздуха.

В геоморфологическом отношении участок работ приурочен к слаборасчлененной равнине котловины оз. Арыс.

Согласно схематической карте (Рисунок А.3): район строительства по базовой скорости ветра с вероятностью превышения 0,02 относится к III району со скоростью – 30 м/сек.

Согласно НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017. Приложение В: район строительства по снеговой нагрузке на грунт с годовой вероятностью превышения 0,02 относится к I району с нагрузкой на грунт – 0,8 кПа.

В геолого-литологическом строении принимают участие делювиально-пролювиальные отложения верхнечетвертично-современного возраста и верхнего мела, представленные супесью, суглинком и глиной.

5.2. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТИРУЕМЫЕ СООРУЖЕНИЯ

В рамках расширения системы сбора НГС на месторождении Кайнар приняты проектные решения по электроснабжению следующих проектируемых сооружений:

- Площадки четырех добывающих скважин с механизированным способом добычи с применением УЭЦН - скважины К-14, К-16, К-28, К-102;
- Воздушная линия электропередач ВЛ-10 кВ;
- Площадка сбора НГС.

5.3. ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

В настоящем рабочем проекте предусматривается обустройство добывающих скважин №№ К-14, К-16, К-28, К-102 на месторождении Кайнар на подготовленных площадках. Способ добычи нефти - механизированный с применением УЭЦН. Основными потребителями электроэнергии являются электродвигатели насосов, освещение скважин.

В рабочем проекте отражены следующие технические решения по электроснабжению проектируемых объектов:

- Электроснабжение скважин механизированным способом добычи погружным центробежным насосом мощностью 40 кВт (для УЭЦН);
- Строительство участка ВЛ-10 кВ общей протяженностью 1831м;
- Установка площадки трансформаторной подстанции КТПН-100 и 400/10/0.4кВ;
- Установка площадки трансформатора повышающего и СУ Электрон-05 (для УЭЦН);
- Проектирование электрооборудования и кабелей на площадке скважин;
- Системы наружного освещения;
- Системы заземления и молниезащиты.

Установленная/расчетная мощность электроприемников на каждой скважине №№ К-14, К-16, К-28, К-102 при механизированном способе добычи УЭЦН составляет – 40,2/32,2 кВт.

Суммарная установленная/расчетная мощность электроприемников для скважин №№ К-14, К-16, К-28, К-102 при механизированном способе добычи УЭЦН составляет – 160,8/128,8 кВт.

Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии при механизированном способе добычи УЭЦН приведен в таблице 5.1.

						№31/ОК-6205-ЭС/ЭМ	Лист
							58
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии при механизированном способе добычи УЭЦН

№	Электропотребитель	Наим. Поз.	Руст, кВт	Ки,	cosφ	tanφ	Р расч, кВт
1	Электроцентробежный насос	УЭЦН	40	0,8	0,85	0,62	32
2	Шкаф автоматики	ШП-1	0,1	1	0,9	0,48	0,1
3	Освещение	М1	0,1	1	0,9	0,48	0,1
	Итого:		40,2				32,2

Годовое потребление вновь проектируемых электропотребителей механизированным способом добычи УЭЦН при годовом числе использования максимума нагрузки 7650 часов:

$$W_{\Sigma} = P_{\text{расч.}} \times T_{\text{max}} = 32,2 \times 7650 = 246\,330 \text{ кВт/час.}$$

Установленная/расчетная мощность электроприемников на Площадке сбора НГС составляет –72,5/48,5 кВт.

Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии на Площадке сбора НГС приведён в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии на Площадке сбора НГС

№	Электропотребитель	Наим. Поз.	Руст, кВт	Ки,	cosφ	tanφ	Р расч, кВт
1	Электронасос центробежный Н-1 (основной)	Н-1	15	0,8	0,85	0,6	12,0
2	Электронасос центробежный Н-2 (резерв)	Н-2	15	0,8	0,85	0,6	-
3	Насос полупогружной НД-1	Н-3	15,9	0,8	0,85	0,6	12,7
	Ящика управления освещением ЯУО-1	ЯУО-1	0,8	1	0,85	0,6	0,8
	Станция пенного пожаротушения СППТ "Гейзер"	ШС-14	5,0	1	0,85	0,6	5,0
	Силовой шкаф операторной ШС-11	ШС-11	14,1	0,8	0,85	0,6	11,3
	Шкаф управления электрообогревом ШУЭО-1	ШУЭО-1	6,51	1	0,85	0,6	6,51
	Итого:		72,5				48,5

Годовое потребление вновь проектируемых электропотребителей на Площадке сбора НГС при годовом числе использования максимума нагрузки 7650 часов:

$$W_{\Sigma} = P_{\text{расч.}} \times T_{\text{max}} = 48,5 \times 7650 = 371\,025 \text{ кВт/час.}$$

Категория по надежности электроснабжения проектируемых объектов – III.

Общая установленная мощность проектируемых объектов месторождения Кайнар составляет 145,0 кВт, расчетная мощность 97,0 кВт.

5.4. ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ 10кВ

Для подключения КТПН-10/0,4 мощностью 100кВА и 400кВА, размещенных на скважинах К-14, К-16, К-28, К-102 и для системы сбора НГС, предусматривается строительство ВЛ-10кВ. Общая протяженность ВЛ-6кВ составляет 1831 м. Строительство ВЛ-10кВ предусматривается на железобетонных опорах типа СВ105-5 по типовой серии 3.407.1-143. На ВЛ предусматривается применить сталеалюминевый провод АС-50/8. Ответвления ВЛ-6 кВ к потребителям выполнены с использованием с сталеалюминиевого провода АС-50/8. Расчетный пролет проводов ВЛ-6кВ принят пролет 60 м в соответствии с климатическими условиями района строительства. Длины анкерных пролетов приняты не более 1,0 км.

						№31/ОК-6205-ЭС/ЭМ				Лист
										59
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Установка опор осуществляется в пробуренные котлованы без нарушения структуры грунта. Обратная засыпка котлованов производится вынутым при сверлении грунтом, за исключением растительного слоя и «пухляка».

При засыпке котлованов должно производиться уплотнение грунта слоями не более 20 см с помощью трамбовки до получения плотности грунта засыпки 1,7 т/м³.

Во избежание подмыва основания опор дождевыми водами в весенне–осенний период, на каждой опоре устраивается в соответствии с типовым проектом земляная банкетка из привозного грунта высотой 0,8 м, с диаметром основания 2 м.

Между отдельными элементами схемы электроснабжения на напряжении 10 кВ на опорах воздушной линии электропередачи ВЛ-10 кВ запроектирована установка воздушных разъединителей типа РЛК, необходимых для отключения электрооборудования и создания видимого разрыва электрической цепи в отключенных частях схемы.

Для повышения надежности электроснабжения на ВЛ-10кВ принимается усиленная изоляция. Для промежуточных опор приняты штыревые изоляторы типа ШФ-20Г. На анкерных, угловых и концевых опорах провода крепятся при помощи изолирующих подвесок с двумя изоляторами ПСД-70Е. Комплектация натяжных изолирующих подвесок и узлов, их крепление к элементам опор выполняются при помощи стандартной линейной арматуры.

Трасса ВЛ-10кВ прокладывается с соблюдением нормируемых разрывов с сооружениями и коммуникациями.

Переход ВЛ-10кВ через автодорогу и пересечения с инженерными сооружениями выполняется на переходных промежуточных опорах по Серии 3.407.1-143 выпуск 5. На переходе соблюдается нормируемый вертикальный габарит между проводом и пересекаемым сооружением.

Для всех опор ВЛ предусматривается выполнить заземление. Заземляющие устройства выполняются по типовому проекту Серии 3.407-150.

Все оборудование, принятое настоящим рабочим проектом, должно иметь сертификаты соответствия Республики Казахстан.

5.5. СИЛОВОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

5.5.1. Площадки скважин К-14, К-16, К-28, К-102

Потребителями электроэнергии на площадках скважин К-14, К-16, К-28, К-102 являются высоковольтный погружной насос с электродвигателем УЭЦН, установочная мощность 40 кВт, осветительные приборы наружного освещения.

Станция управления Электон-05, повышающий трансформатор мощностью 160кВА, напряжением 380В/3017В для насоса ЭЦН, т.е. оборудование для управления электродвигателя поставляется комплектом технологического оборудования. Повышающий трансформатор, станция управления устанавливаются на площадке под навесом.

Пространства у технологических установок на площадках скважин в соответствии с классификацией ПУЭ являются взрывоопасными зонами В-1г.

Использование силового оборудования и его размещение на территории площадок, а также решения по прокладке электрических сетей приняты в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ), утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230.

Кабель от станции управления Электон-05 до повышающего трансформатора прокладывается в земле в траншее в трубе ПВХ-50. Кабель от повышающего трансформатора ЭЦН до соединительной коробки (ШСВГ) устья скважины прокладываются по мобильной эстакаде для

						№31/ОК-6205-ЭС/ЭМ	Лист
							60
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

защиты от механического повреждения. Мобильная эстакада предоставляет собой металлическую трубу на ножках высотой 500мм, конструкцию см. в разделе АС.

Возможна замена принятого рабочим проектом оборудования и материалов на эквивалентное, при условии соблюдения технических параметров и характеристик.

Управление электроприводом гидросиловой установки, глубинного электронасоса осуществляется станцией управления (СУ), который входит в комплект поставки технологического оборудования.

Управление электродвигателем ЭЦН осуществляется от станции управления типа СУ-ЧР-СК-100/380-50-УХЛ1. Станция управления СУ-ЧР-СК-100/380-50-УХЛ1 имеет автоматический выключатель, частотный преобразователь, пусковое устройство, работающее в режиме автоматического и ручного запуска и остановки, устройство защиты электродвигателя УЗД-7НК, лампы местного освещения, розетки типа ШЩ-4х25 для подключения внешних силовых электропотребителей и переносных светильников.

Для освещения площадки предусматривается мачта освещения со светильником и молниеотводом. В рабочем проекте применена мачта на базе железобетонной опоры СВ-105, прожектор предусмотрен марки LED IP65 со светодиодной лампой 50 Вт.

Для защиты персонала от поражения электрическим током и опасных воздействий молний предусматривается защитное заземление и зануление. Молниеприемник высотой 13,5 м устанавливается на железобетонной опоре типа СВ-105. Также предусмотрен отдельно стоящий молниеотвод, вблизи устья скважины.

5.5.2. Площадка сбора НГС

На Площадке сбора НГС рабочим проектом предусмотрена установка КТПН-400/10/0,4кВ, от КТПН-400/10/0,4кВ для электроснабжения вновь проектируемого оборудования.

Все электрооборудование на проектируемом объекте выбирается в соответствии с условиями среды, в которой оно будет эксплуатироваться, и классификацией объектов по взрыво- и пожароопасности. Характеристика объектов по категориям производства и классам взрыво- и пожароопасности представлена в технологическом разделе проекта.

Силовое электрооборудование, а также аппараты защиты, управления и сигнализации, типы и конструкции питающих и распределительных сетей на площадке выбираются на основании электрических нагрузок технологических, осветительных и прочих установок.

Технические характеристики этого оборудования определяются его назначением, условиями безопасности в эксплуатации, надежностью в работе, удобством в обслуживании, доступностью запасных частей, необходимым резервом, экономической целесообразностью, опытом применения на аналогичных объектах.

Расчетная температура для электрооборудования, размещаемого на открытом воздухе, принята от -40°C до +45°C. Степень защиты оборудования по ГОСТ 15254-80 должна быть не ниже IP55, климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 при установке под открытым небом принимается УХЛ1, при установке под навесом – УХЛ2. Для оборудования, устанавливаемого в помещениях в невзрывоопасных зонах, степень защиты принимается не ниже IP31. Во взрывоопасных зонах в помещениях степень защиты электрооборудования, не искрящего и не подверженного нагреву выше 80°C должна быть не ниже IP54. Климатическое исполнение и категория размещения для оборудования, устанавливаемого во взрывоопасных зонах в закрытых помещениях, приняты УХЛ3 для неотапливаемых помещений и УХЛ4 – для отапливаемых.

Для электрооборудования, устанавливаемого во взрывоопасных зонах, согласно ПУЭ принят соответствующий уровень взрывозащиты – в зависимости от класса взрывоопасной зоны и вид

						№31/ОК-6205-ЭС/ЭМ	Лист
							61
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

взрывозащиты – в зависимости от категории и группы взрывоопасной смеси, для которой оно предназначено.

Выбранное в соответствии с перечисленными критериями, электрооборудование размещается на данных площадках.

Для распределения электроэнергии на территории Площадки сбора НГС предусматривается прокладка силовых распределительных электросетей напряжением 0,4 кВ. Прокладка кабелей предусматривается в подземном исполнении.

Электроснабжение потребителей Площадки сбора НГС предусмотрено от проектируемой КТПН-400/10/0,4кВ. От КТПН кабельная линия подводится к вводно-распределительному устройству ВРУ, установленному в здании операторной контейнерного типа. От ВРУ выполняется распределение электроэнергии по отходящим линиям к технологическим и вспомогательным электроприемникам Площадки сбора НГС.

Основными потребителями электроэнергии на Площадке сбора НГС являются электроприводы задвижек (2 ед.) на площадке подогревателя нефти П-1, электродвигатели электроцентробежных насосов Н-1/2 (2 ед.) и насоса полупогружного НД-1 в комплекте с шкафом управления электроприводами насосных агрегатов.

Электрический обогрев технологических трубопроводов от замерзания запроектирован с использованием саморегулируемых греющих кабелей и прочего оборудования компании "Raychem". Управление температурой обогреваемых поверхностей автоматическое с использованием термостатов. Шкафы управления электрическим обогревом размещены в проектируемом здании Операторной.

Электрообогрев с использованием саморегулирующего кабеля обеспечивает равномерный обогрев трубопроводов, поддерживая заданную температуру продукта, требуемого технологическим процессом. Система управления обогревом обеспечивает высокую точность уровня поддерживаемой температуры и обеспечивает экономию электроэнергии за счет автоматического регулирования мощности в зависимости от температуры поверхности трубопроводов.

Монтаж устройств электрообогрева необходимо выполнять в соответствии с техническими указаниями завода-изготовителя.

На территории Площадки сбора НГС предусматриваются мачты освещения с молниеприемником, которые обеспечивают требуемое нормированное освещение. В рабочем проекте применены мачты освещения на базе железобетонных опор серии СВ-105, прожекторы предусмотрены марки LED IP65 со светодиодной лампой 50 Вт. Размещение мачт освещения показано на чертежах планов соответствующих площадок в графической части рабочего проекта.

В рабочем проекте предусматривается установка шкафа управления освещением, размещённом в проектируемом здании Операторной. Управление светильниками наружного освещения автоматизированное с использованием фотореле и датчиков освещенности.

Осветительная электроустановка наружного освещения обеспечивает требуемое нормированное освещение, которое обеспечивает безопасное обслуживание технологического оборудования.

5.6. КАБЕЛЬНЫЕ СЕТИ И ЭЛЕКТРОПРОВОДКИ

Для распределения электроэнергии на площадках предусматривается прокладка силовых питающих и распределительных электросетей напряжением 3 и 0,4 кВ, а также цепей контроля и управления электроустановками.

Все проводники выбираются по допустимым длительным токам с учетом необходимого резерва по пропускной способности.

						№31/ОК-6205-ЭС/ЭМ	Лист
							62
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Силовые кабели напряжением проверены на термическую устойчивость при коротких замыканиях. Для всех проводников выполнена проверка плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и после аварийном режимах.

Для номинального режима напряжение на источнике питания не превышает 5% от номинального напряжения.

Все кабельные линии защищены от коротких замыканий установленными в распределительных устройствах токовыми осечками и максимальной токовой защитой.

Минимальное сечение жил силовых и осветительных электропроводок принимается 2,5 мм². Для цепей контроля и сигнализации сечение жил определяются конструктивными параметрами применяемых в этих сетях кабелей и проводов.

Кабель от РУ-0,4 кВ до станции управления прокладывается в траншее в трубе ПВХ, кабель от станции управления до клеммной коробки ШСВГ устья скважины прокладывается по мобильной эстакаде.

Для подземной прокладки приняты бронированные кабели, имеющие защитную оболочку от механических повреждений и наружную защитную оболочку, предохраняющую от коррозии.

Расстояние по вертикали от кабельных трасс до технологических трубопроводов в соответствии с ПУЭ РК должно быть не менее 500 мм. Расстояние по горизонтали между незащищенными кабелями и газопроводами должно быть не менее 1 м. Параллельная прокладка силовых и контрольных кабелей над и под технологическими трубопроводами не допускается.

При подходе к оборудованию на открытых участках кабели должны быть защищены стальной водо-газопроводной трубой.

5.7. ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Согласно требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, нефтяной и газовой отраслей промышленности, утвержденным приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355, установка и наземное оборудование, связанное с подачей электроэнергии и использованием электрооборудования, имеет заземление и молниезащиту.

На всех проектируемых объектах для питания электропотребителей принята четырёхпроводная система напряжения ~380/220В с глухо заземлённой нейтралью. В качестве защитной меры электробезопасности для всех электроустановок, питающихся от этой сети, принимается защитное зануление - преднамеренное соединение корпусов электрооборудования, нормально не находящихся под напряжением, с глухо заземлённой нейтралью питающих генераторов и трансформаторов, т.е. с нулевым проводом питающей сети.

Защитное зануление обеспечивает автоматическое отключение поврежденной фазы аппаратом защиты в начале аварийного участка.

Кроме того, для надежности выполняются дополнительные заземления нейтралей (нулевых проводов) присоединением их к искусственным заземляющим устройствам возле оборудования на территории площадок.

Занулению подлежат металлические корпуса всех электрических машин, аппаратов и светильников, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические корпуса и каркасы распределительных щитов, шкафов управления, металлические оболочки и брони силовых и контрольных кабелей, стальные трубы электропроводки и другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

В качестве заземляющих устройств применяются вертикальные и горизонтальные заземлители. Горизонтальные заземлители располагаются по контуру в соответствии с планом, в

						№31/ОК-6205-ЭС/ЭМ	Лист
							63
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

траншее на глубине 0,5-1,0 м. Глубинные заземлители выполняются в виде вертикальных электродов, установленных до глубины 5 м.

Питающая сеть внешнего электроснабжения для объектов проектируемой системы скважин принята напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью.

Для электроустановок напряжением 10 кВ (КТП, электрооборудование, установленное на ВЛ-10кВ) предусматривается выполнить заземление.

Заземляющие устройства опор ВЛ-10 кВ приняты с использованием искусственных стальных заземлителей по серии 3-407-150 «Заземляющие устройства опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,38; 6; 10; 20; 35 кВ».

Соединение частей заземления выполнить сваркой внахлестку; для защиты от коррозии сварные швы в земле покрыть битумным лаком, а на поверхности – краской, устойчивой к химическим воздействиям.

Сопrotивление заземляющего устройства не должно превышать 4-х Ом (проверяется после монтажа). При измеренном сопротивлении выше 4-х Ом, увеличивается количество электродов, привязка которой выполняется по месту. Стойки опор воздушной линии ВЛ-10 кВ, на которых не устанавливается дополнительное оборудование, - не более 30 Ом в любое время года.

В соответствии с СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений» все технологические и вспомогательные установки на проектируемых объектах с взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой II категории.

Защита этих объектов от прямых ударов молнии обеспечивается их присоединением к заземлителям, а также основная защита от прямых ударов молнии осуществляется установленными на прожекторных мачтах молниеприёмниками, которые обеспечивают надежную защиту на высоте до 5-х метров.

Выполненное по нормам электробезопасности защитное заземление технологических установок и технологических трубопроводов обеспечивает также их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества. На всех протяженных металлических конструкциях и между параллельно проложенными металлическими трубопроводами при их сближениях на расстояние менее 10 см устраиваются металлические перемычки.

Защита от заноса высокого потенциала по внешним наземным или надземным коммуникациям осуществляется присоединением их к заземлителям защиты от прямых ударов молнии.

						№31/ОК-6205-ЭС/ЭМ	Лист
							64
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

6 АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

						№31/OK-6205-A3			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Нураганова			05.26		РП	65	
Т. контр.		Нураганова			05.26				
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка		ТОО «KJS Project & Consulting» Актау, 2026г.	

6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Раздел «Антикоррозионная защита» рабочего проекта «Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис» выполнен на основании следующих документов:

- Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.;
- Задание на проектирование, выданное Заказчиком ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Исходными данными для проектирования являются:

- Ситуационный план месторождения Кайнар;
- Технические условия на электроснабжение объекта от 23.12.2025г.;
- Материалы инженерно-геодезических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в ноябре 2025г.;
- Материалы инженерно-геологических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в декабре 2025г.

Генеральной проектной организацией является ТОО «KJS Project & Consulting».

Территория строительства относится к району с сейсмичностью 6 баллов согласно СП РК 2.03-30-2017.

Вид строительства – расширение.

Раздел «Антикоррозионная защита» разработан в полном соответствии со следующими действующими нормами и правилами:

- ПУЭ РК «Правила устройства электроустановок» Республики Казахстан;
- СН РК 4.04-07-2023 «Электротехнические устройства»;
- Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355);
- ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

При разработке раздела «Антикоррозионная защита» в качестве рекомендуемых требований использованы следующие нормы и правила:

- УПР.ЭХГ-01-2007 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии».

6.2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

В административном отношении месторождение Кайнар располагается в Сырдарьинском районе Кызылординской области.

Контрактная территория ТОО «Кумколь Транс Сервис» находится в юго-восточной части Арыскупского прогиба Южно-Торгайской впадины.

Ближайшим населенным пунктом является областной центр г. Кызылорда, расположенный в 160 км к югу от месторождения. В целом территория района месторождения необжитая. Дорожная сеть представлена грунтовыми и полевыми дорогами.

В 70 км к северо-западу от месторождения Кайнар расположено крупное месторождение Кумколь, связанное с областным центром асфальтированной автодорогой.

						№31/ОК-6205-А3	Лист
							66
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Рельеф местности слабохолмистый, местами нарушенный чинковыми зонами с развитой сетью оврагов. Грунты суглинистые, глинистые, песчаные. Широко распространены пухляки, солончаки, трудно проходимые в весенне-осенний период года.

Подробная природно-климатическая характеристика района строительства представлена в общей части пояснительной записки.

В соответствии с техническими решениями, принятыми в технологическом разделе настоящего рабочего проекта, разделом АЗ предполагается защита защитных кожухов трубопровода:

- кожух диаметром 325х8,0мм L=12м, 1шт. для выкидной линии скважины К-14 до М-1;
- кожух диаметром 325х8,0мм L=12м, 1шт. для выкидной линии скважины К-16 до М-1;
- кожух диаметром 325х8,0мм L=13м, 2шт. для выкидной линии скважины К-16 до М-1;
- кожух диаметром 325х8,0мм L=23м, 1шт. для выкидной линии скважины К-16 до М-1;
- кожух диаметром 325х8,0мм L=12м, 1шт. для выкидной линии скважины К-28 до М-1;
- кожух диаметром 325х8,0мм L=13м, 1шт. для выкидной линии скважины К-28 до М-1;
- кожух диаметром 325х8,0мм L=12м, 1шт. для выкидной линии скважины К-102 до М-1;
- кожух диаметром 325х8,0мм L=13м, 1шт. для выкидной линии скважины К-102 до М-1;
- кожух диаметром 325х8,0мм L=17м, 1шт. для выкидной линии скважины К-102 до М-1.

Защита кожухов от подземной коррозии независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки, должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами антикоррозионная защита (далее по тексту - АЗ).

Коррозионная активность грунта к углеродистой стали – высокая.

Грунтовые воды во время проведения изысканий по оси трубопроводов не вскрыты скважинами до глубины – 3,0 м от дневной поверхности.

Согласно инженерно-геологическим изысканиям на участке строительства трубопроводов удельное электрическое сопротивление от 1,09 до 4,33 Ом*м.

Остальные природно-климатические характеристики района строительства подробно представлены в общей части рабочего проекта.

6.3. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЕ

Все основные технические решения по антикоррозионной защите подземных стальных сооружений приняты в соответствии с нормативными требованиями ГОСТ 9.602-2016 "Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии".

Антикоррозионная защита кожухов запроектирована с использованием магниевых протекторов. В соответствии с требованиями СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии", минимальный защитный потенциал «сооружение-земля» (относительно медносульфатного электрода сравнения) для исходных условий строительства должен быть не менее минус 0,85 В; максимальное значение защитного потенциала в точке дренажа не должно превышать минус 1.15 В. Естественный потенциал труба-земля для проектируемых стальных сооружений принят равным минус 0,55 В.

Расчет параметров и характеристик установок электрохимической защиты произведен в программной среде ElectriCS ECP rev. 2 в соответствии методическими указаниями СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

На пересечениях автомобильной дорогой и другими коммуникациями с проектируемыми трубопроводами было принято решение защитить трубопроводы защитными кожухами Ø325х8. Подвод защитного потенциала к стальным кожухам осуществляется от магниевых протекторов

						№31/ОК-6205-АЗ	Лист
							67
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

типа ПМ-10У. Магнєвые протекторы устанавливаются в сверленные котлованы Ду 300 мм глубиной 3 м расположенных на удалении не более от одной десятой длины кожуха от защищаемого кожуха. Кабельная дренажная линия выполнена медным кабелем в ПВХ изоляции, прокладываемой в земле в траншее на глубине 0,7 м от уровня планировочной отметки грунта. Количество протекторов определяется расчетом ниже.

Данные для расчета защиты кожухов Ø325x8

№ пп	Обозн. по РД	Значение	Ед. Изм.	Примечание
1		ПМ10У		Тип протектора
2	ρ_m	0.0175	$Ом \cdot мм^2 / м$	Удельное сопротивление провода
3	l_n	10	$м$	Длина соединительного провода
4	S_n	6	$мм^2$	Сечение соединительного провода
5	ρ_{zn}	1,09	$Ом \cdot м$	Удельное сопротивление грунта в месте установки протектора
6	ρ_a	1.6	$Ом \cdot м$	Удельное сопротивление активатора
7	h	2.645	$м$	Глубина установки протектора (от поверхности земли до середины протектора)
8	U_n	-1.6	$В$	Стационарный потенциал протектора
9	U_{mk}	-0.85	$В$	Минимальная защитная разность потенциалов кожух-земля
10	U_{ek}	-0.6	$В$	Естественная разность потенциалов кожух-земля
11	ρ_z	1,09	$Ом \cdot м$	Удельное сопротивление грунта вдоль кожуха
12	$R_{из.к}$	10000	$Ом \cdot м^2$	Сопротивление изоляции кожуха
13	D_k	0.325	$м$	Диаметр кожуха
14	T	15	$лет$	Срок действия защиты кожуха
15	L_k	23	$м$	Длина кожуха
16	γ	0.125	1/год	Коэффициент старения изоляции кожуха
17	H_k	1.4	$м$	Глубина заложения кожуха
18	ρ_k	0.245	$Ом \cdot м$	Удельное электрическое сопротивление материала кожуха
19	δ_k	8	$мм$	Толщина стенки кожуха

Результаты расчета защиты кожухов Ø325x8

№ пп	Обозн. по РД	Результат	Ед. Изм.	Примечание
1	R_{np}	0.02917	$Ом$	Сопротивление провода, соединяющего протектор с трубопроводом
	$(0.0175 \cdot 36) / 6$			$R_{np} = 1,8 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{l_n}{S_n},$ (7.40)
2	R_{pn}	0.3398	$Ом$	Сопротивление растеканию протектора
	$0.47 \cdot 1.09 + 0.18$			$R_{pn} = A \cdot \rho_r + B,$ (7.41)

№ пп	Обозн. по РД	Результат	Ед. Изм.	Примечание
3	$R_{пк}$	0.369	Ом	Сопротивление цепи протектор-кожух
	0.02917+0.3398			$R_{пк} = R_{пр} + R_{рп}$ (8.8)
4	$U_{кзм}$	-0.25	В	Минимальное смещение разности потенциалов кожух-земля
	-0.85--0.6			$U_{кзм} = U_m - U_{ск}$ (8.7)
5	R_k	3.077E-5	Ом/м	Продольное сопротивление кожуха
	0.245/(3.14*(0.325*1000-8)*8)			$R_k = \frac{\rho_k}{\pi(D_k - \delta_k) \cdot \delta_k}$ (8.12)
6	$R_{пнк}$	1503	$\text{Ом} \cdot \text{м}$	Переходное сопротивление кожуха
	((1.09)/(2*3.14)) * Ln((0.4*3.14*0.5772) / (0.325*1.7*3.077E-5)) + 10000*(exp(-15*0.125))/(3.14*0.325)			$R_{пнк}(r) = \frac{\rho_r}{2\pi} \ln \frac{0,4\pi \cdot R_{рк}}{D_k \cdot H_k \cdot R_k} + \frac{R_{пнк}}{\pi D_k} \cdot e^{-\gamma r}$ (8.13)
7	$i_{пк}$	1.971	А	Сила тока в цепи протектор-кожух
	((-1.6--0.6-1.15*-0.25-0.064*0.23)/0.36897)			$I_{пк} = \frac{U_n - U_{ск} - 1,1 \cdot U_{кзм} - 0,064 \cdot S_n}{R_{пк}}$ (8.6)
8	$l_{зкп}$	10097	м	Длина участка кожуха, защищаемого протектором на конец периода работы
	abs((1.971 * 1503) / (3.14*1.15*-0.25*0.325))			$l_{зкп} = \frac{I_n \cdot R_{пнк} \cdot e^{-\gamma l_n}}{1,15 \cdot \pi \cdot U_{кзм} \cdot D_k}$ (8.9)
9	N	0.00198	шт	Количество протекторов, необходимых для защиты без округления
	20/10097			$N_n = \frac{l_k}{l_{зкп}}$ (8.10)
10		1	шт	Количество протекторов, необходимых для защиты

Для оптимизации расчет был сделан для самого длинного кожуха с самым низким уровнем сопротивления грунта, итоги расчетов приняты для всех кожухов. В соответствии с рекомендациями завода - изготовителя, рабочим проектом предусматривается плановая замена протекторов ПМ-10У с интервалом в 10 лет.

Подключение измерительных и силовых проводников к защищаемым кожухам производится в земле в траншее с путем приварки электрической сваркой переходной пластины в соответствии с типовым чертежом №УПР.ЭХЗ-01-2007-ЭХЗ.158. Узлы подключения проводов к трубопроводам после монтажа должны быть тщательно заизолированы путем заливки битумом во временную форму из толи или бумаги.

Для соединения измерительных, дренажных кабелей, а также контроля и регулирования защитного потенциала сооружений рабочим проектом предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (далее по тексту – КИП). КИП для контроля и регулирования защитного потенциала сооружения комплектуется электродами сравнения неполяризуемыми типа ЭНЕС-1

						№31/ОК-6205-А3	Лист
							69
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

со вспомогательными электродами. КИП устанавливаются в местах установки защитных кожухов при пересечения проектируемых трубопроводов со сторонними коммуникациями и автомобильными дорогами.

Места размещения средств АЗ проектируемых подземных сооружений показаны на плане в графической части настоящего рабочего проекта.

6.4. МОНТАЖ И ПУСКО-НАЛАДКА

Для производства работ по монтажу и пуско-наладке средств АЗ необходимо привлечение специализированной организации, имеющей лицензию, персонал с достаточной квалификацией, опыт работы и оборудование для проведения данных работ.

Монтаж средств АЗ следует производить одновременно, в течение периода не более 3 месяцев после укладки и засыпки участка трубопровода. В процессе монтажа трубопроводов необходимо систематически (еженедельно и дополнительно при присоединении новых участков трубопровода к ранее смонтированным участкам, соединенным с магниевыми протекторами на площадках СКЗ) производить контроль уровней защитного потенциала на кожухах с использованием стационарных средств в КИП и с использованием переносных приборов с записью результатов в рабочий журнал контроля средств АЗ.

Измерение поляризационных потенциалов производить по методике, изложенной в Приложении «Р» ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии». При наблюдении резкого изменения уровня защитного потенциала на строящихся сооружениях необходимо немедленно прекратить работы по монтажу трубопроводов до выяснения причин и устранения утечки защитного тока.

При выполнении пусконаладочных операций на оборудовании АЗ следует установить уровни поляризационных потенциалов диапазоне

$$E_{\text{мин}} = -0,85 \text{ В и } E_{\text{макс}} = -1,15 \text{ В}$$

на всех кожухах относительно стационарных насыщенных медно-сульфатных электродов в контрольно-измерительных пунктах; при необходимости для производства измерений возможно использование переносного насыщенного медно-сульфатного электрода с электродом сравнения. Пуск в работу средств АЗ в полном объеме следует произвести не позднее трех месяцев после укладки проектируемого трубопровода в грунт.

По завершению наладки передать по акту систему АЗ эксплуатирующей организации.

						№31/ОК-6205-АЗ	Лист
							70
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

7 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

№31/ОК-6205-АТХ

						№31/ОК-6205-АТХ			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Нураганова			05.26		РП	71	
Т. контр.		Нураганова			05.26				
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка		ТОО «KJS Project & Consulting» Актау, 2026г.	

7.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Раздел «Автоматизация технологических процессов» рабочего проекта «Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис» выполнен на основании следующих документов:

- Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.;
- Задание на проектирование, выданное Заказчиком ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Исходными данными для проектирования являются:

- Ситуационный план месторождения Кайнар;
- Технологических решений;
- Чертежей генерального плана;
- Архитектурно-строительных чертежей;
- Технические условия для системы автоматизации объекта;
- Материалы инженерно-геодезических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в ноябре 2025г.;
- Материалы инженерно-геологических изысканий, выполненных ТОО «Маркшейдер К», в декабре 2025г.

Генеральной проектной организацией является ТОО «KJS Project & Consulting».

Территория строительства относится к району с сейсмичностью 6 баллов согласно СП РК 2.03-30-2017.

Вид строительства – расширение.

В настоящем разделе рабочего проекта рассматриваются система контроля и управления технологическим оборудованием скважин К-14, К-16, К-28, К-102 и расширение Площадки сбора НГС месторождения Кайнар ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Целью разработки и внедрения автоматизированной системы управления технологическими процессами является обеспечение безаварийной эксплуатации технологического оборудования с минимальными теплоэнергетическими затратами, снижение затрат на ремонт оборудования за счет оперативного технологического останова при выявлении неисправностей.

7.2. ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

Раздел рабочего проекта выполнен в соответствии со стандартами Республики Казахстан.

Основные нормативные документы:

- ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированные системы управления. Общие требования»;
- ГОСТ 21.208-2013 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах»;
- СТ РК 34.014-2002 «Автоматизированные системы, термины и определения»;
- СН РК 4.02-03-2012 «Системы автоматизации»;
- Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355;
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230.

						№31/ОК-6205-АТХ	Лист
							72
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

7.3. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

7.3.1. Площадки скважин К-14, К-16, К-28, К-102

В настоящем рабочем проекте предусматривается обустройство добывающих скважин К-14, К-16, К-28, К-102.

Способ добычи – механизированный, с применением УЭЦН.

Функциональная схема автоматизации (ФСА) скважин представлена на листе АТХ-21.

План расположения оборудования на площадках скважин представлены на листах с АТХ-22 по АТХ-25.

Объём автоматизации добывающих скважин с применением механизированного способа добычи с УЭЦН включает в себя следующее:

- Измерение и контроль параметров скважины и УЭЦН;
- Контроль давления и температуры жидкости в выкидной линии по месту;
- Сигнализацию и отключение электродвигателя насоса при достижении предельных значений давления в выкидной линии;
- Измерение и контроль трубного и затрубного давления в факельной арматуре по месту и дистанционно;
- Передача данных о состоянии насосного оборудования и текущих значений трубного и затрубного давления в диспетчерскую месторождения.

Станция управления (СУ) УЭЦН поставляется в блочно-комплектном исполнении, в состав которой входит контроллерное оборудование, приборы и средства измерения параметров скважины, контроля и управления электродвигателем УЭЦН.

Электроконтактный манометр (ЭКМ) подключается непосредственно к разъёмам соответствующего дискретного входа модуля ввода-вывода контроллера СУ. При достижении предельных низкого или высокого давления в выкидной линии, контакты ЭКМ размыкаются, что является сигналом отключения электропривода насоса.

7.3.2. Площадка сбора НГС

В качестве системы автоматизации и контроля на Площадке сбора НГС принята автоматизированная система управления и безопасности технологическим процессом (АСУ ТП), построенная на трех уровнях, верхний, средний и полевой.

Данная система управления и безопасности полномасштабно будет выполнять функции контроля и управления всеми технологическими, инженерными системами. Полная функциональность предполагает, что первичные средства оператора централизованы, а для всех объектов предусмотрены единые форматы отображения данных и интерфейса управления.

Принятая система управления и безопасности технологических процессов должна выполнять следующие функции:

- контроль технологического процесса и управление оборудованием для обеспечения требуемого уровня ведения процесса в соответствии с установленными для технологической установки объемами и договорными обязательствами по поставкам заказчикам;
- обеспечение надежной системой безопасности для предотвращения нежелательных ситуаций посредством защиты персонала, защиты оборудования, сокращение уровня загрязнения до минимума, снижение затрат на ремонт оборудования за счет оперативного выявления его неисправностей;
- обеспечение рационализации и стабилизации режимов работы технологического оборудования, достижения его оптимальной загрузки.

						№31/ОК-6205-АТХ	Лист
							73
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

АСУ ТП выполняет функции:

- контроля, управления ТП;
- обнаружения аварийных ситуации и управления блокировками оборудования;
- контроля обнаружения загазованности (СГ).
- контроля и управления комплектными установками.

Для организации системы управления и контроля всем технологическим процессом на территории Площадки сбора НГС предусмотрено:

- Здание Операторной;
- Местные панели управления (МПУ) комплектными установками.

Верхний уровень

Назначение верхнего уровня:

- отображение информации на мнемосхемах автоматизированных рабочих мест (АРМ) операторов;
- световая и звуковая сигнализация нарушений технологического процесса и отказов технических средств системы;
- печать протоколов;
- ручное дистанционное управление клапанами, насосными агрегатами;
- изменение настроек регулятора;
- архивирование информации;
- санкционирование доступа к функциям системы с помощью паролей.

Состоит из:

- Сервера;
- Инженерной станции;
- АРМ операторов;
- Сетевого оборудования для подключения к единой сети Ethernet серверов, инженерных станций, АРМ всего месторождения;
- Промышленное программное обеспечение.

АРМ оператора запроектирован на основе сервера фирмы Siemens, LCD мониторы.

На мониторах рабочих станций будут отображаться графические схемы технологических процессов/оборудования, находящихся под управлением АСУ ТП, динамическое отображение обновляемых переменных технологических параметров, а также сигналы тревожного оповещения при отклонении от предварительно заданных значений.

Для рабочего места оператора предусмотрена ПК с кнопочной клавиатурой управления.

Аппаратура верхнего уровня располагается в комнате оператора здания операторной.

Средний уровень

Назначение среднего уровня:

- управление обменом данными между полевым оборудованием, подсистемами ввода-вывода и другими узлами системы управления;
- автоматическое регулирование параметров по ПИД-закону;
- формирование сигналов на блокировку оборудования;
- формирование сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Состоит из:

- программируемых контроллеров производства Siemens с резервированной структурой для контроля и управления технологическими процессами.

						№31/ОК-6205-АТХ	Лист
							74
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Модули ввода/вывода контроллеров рассчитаны на непосредственную связь с контрольно-измерительными приборами, работающими в диапазоне сигналов:

- входные токовые контуры 4-20 mA;
- сухие контакты;
- выхода 4-20 mA;
- выхода 24 В DC.

ПЛК будет размещен в электрощитовой операторной в шкафу КИП.

Шкаф КИП предусматривается для размещения в нем всех основных элементов системы: ПЛК, коммутационных переключателей магистрали передачи данных, клеммников, оптических модулей и пр.

Монтажная проводка между интерфейсными блоками АСУ ТП и распределительными шкафами будет производиться с использованием специально изготовленных кабелей с штепсельно-розеточными разъемами.

Распределительные шкафы будут поставлены в комплекте с кабельными оконечными клеммами, имеющими гальваническую развязку, искробезопасными устройствами и т.д.

На этапе ввода в эксплуатацию проектируемых объектов возможна замена принятого оборудования КИПиА на эквивалентное, при условии соблюдения технических параметров и характеристик.

Полевой уровень

Полевой уровень средств КТС состоит из датчиков давления, температуры, расхода, датчиков измерения уровня/уровня раздела фаз, датчиков загазованности, исполнительных механизмов.

Выбор полевых устройств производился исходя из высокой надежности в рабочих условиях и соответствия требованиям опасных зон, а также из принципа унификации парка КИП всего месторождения.

Для измерения давления проектом предусматривается использовать:

- манометры 233.50 для контроля давления фирмы WIKA;
- преобразователи давления;

Для измерения температуры в проекте предусмотрены датчики температуры, для измерения температуры в сосудах и трубопроводах;

Для контроля уровня однофазной среды в проекте предусмотрены емкостные измерители уровня;

Для сигнализации предельных уровней предусмотрены сигнализаторы уровня выбраны та;

Для контроля расхода газа, нефтегазовой смеси применены расходомеры.

Внешние интерфейсы

Через систему внешних интерфейсов производится обмен информацией между уровнями системы автоматизации и внутри уровней, контроль значений измеряемых параметров от интеллектуальных приборов полевого уровня, конфигурирование, калибровка, диагностика с АРМ операторов, а также выдача сигналов управления на исполнительные устройства.

Через систему связи предусматривается обмен информацией с ПЛК комплектных установок, между подсистемами АСУ ТП НГС, а также предусматривается выход сигналов для передачи информации в диспетчерскую всего месторождения.

						№31/ОК-6205-АТХ	Лист
							75
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

7.4. ПЛОЩАДКА СБОРА НГС

7.4.1. Площадка входного манифольда М-1

Входной манифольд М-1 предназначен для приема продукции добывающих скважин.

Учет количества поступающей жидкости двухфазным расходомером ДФР-1 Ду100 Ру 4,0 МПа.

Входной манифольд М-1 оснащен приборами измерения давления входных потоков нефтегазовой смеси.

7.4.2. Площадка подогревателя нефти П-1

В связи с высокой температурой застывания нефти в целях устранения тепловых потерь и для обеспечения поддержания необходимой температуры нефтегазовой смеси предусмотрена площадка подогревателя нефти Н-1 (тип ПП-0,63А) производительностью по нагреваемому продукту $Q=1150$ т/с.

Проектируемый подогреватель оснащен средствами автоматизации, обеспечивающими безопасную эксплуатацию оборудования. Подогретая до 60 °С нефтегазовая смесь после подогревателя подается на сепарацию в нефтегазовый сепаратор.

Для контроля температуры на входе и выходе печей предусмотрено установка термометров.

Также на входе предусмотрена задвижка с электроприводом, которая управляется по сигналу с ПЛК. Задвижка состояния «всегда открыто» закрывается по сигналу Аварии на ПЛК.

7.4.3. Площадка нефтегазового сепаратора НГС-1

Газ после подогревателя нефти по трубопроводу поступает в проектируемый трехфазный сепаратор нефти НГС-1, предназначенный для разделения продукции скважины на жидкую и газовую фазы.

В НГС-1 ведется контроль и стабилизация давления, уровня и температуры. Газ, выделившийся в НГС-1, поступает в ГС-1.

Регулирование давления (газовой подушки) осуществляется с помощью регулирующих клапанов прямого действия.

7.4.4. Площадка газосепаратора ГС-1

В качестве газового сепаратора ГС-1 принят сепаратор ГС 1-2,5-600-2-И вместимостью 0,8 м³.

Газ после сепаратора газа ГС-1 подается на блочную компрессорную станцию ДКС-1.

В газосепараторе ведется контроль и стабилизация давления, уровня. Газ после выделившегося конденсата из ГС-1 подается на блочную компрессорную станцию ДКС-1.

Дополнительно установлены датчики верхнего аварийного уровня для предотвращения попадания влаги в газовый коллектор и проникновения газовой фазы в дренажную систему.

7.4.5. Площадка блочной компрессорной станции ДКС-1

Блочная компрессорная станция ДКС-1 выполнена в блочно-модульном исполнении и поставляется в полной заводской готовности. В станции установлена компрессорная установка с электроприводом. ДКС-1 оборудована датчиками давления и температуры, предохранительными клапанами, системой аварийной остановки компрессорной станции, пожарной сигнализацией.

						№31/ОК-6205-АТХ	Лист
							76
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

7.4.6. Площадка буферных емкостей БЕ-1/2/3/4

Для хранения и последующей перекачки нефти, поступающей от нефтегазового сепаратора НГС-1, рабочим проектом предусмотрены емкости БЕ-1/2/3/4 в количестве 4 ед. В качестве емкостей принят резервуар горизонтальный стальной РГС-75 объемом $V=75 \text{ м}^3$.

Нефть из БЕ-1/2/3/4 направляется на площадку насосов Н-1/2 для дальнейшей ее перекачки. Буферные емкости оснащены приборами измерения давления, температуры, уровня жидкой фазы для контроля предельного уровня нефти, дыхательным клапаном СМДК-50, предназначенным для сброса избыточного давления в емкости. Поддержание постоянного уровня нефти в емкостях БЕ-1/2/3/4 обеспечивается за счет применения частотного регулирования приводов электроцентробежных насосов Н-1/2, обеспечивающих откачку нефти из емкостей БЕ-1/2/3/4, по данным от датчика уровня в емкостях БЕ-1/2/3/4.

Вся информация о параметрах процессов будет передаваться в операторную с визуализацией на дисплеях оператора.

7.4.7. Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2

Нефть емкостей РГС-1/4 откачивается проектируемыми насосами электроцентробежными насосами Н-1/2 в количестве 2 ед. Насосы Н-1/2 предназначены для перекачки жидкости на площадку стояка налива СН-1.

На выходном коллекторе каждого насоса предусмотрен контроль давления датчиком давления. Также на вводе и выходе насосов предусмотрена установка манометров по месту.

Система автоматизации предусматривает управление насосами в нормальном режиме работы и блокировку насосов при отклонении технологического режима от регламентированного – возникновение угрозы пожара или загазованности, падение уровня в буферных ёмкостях.

Управление насосами предусмотрено в следующих режимах:

- Местный ручной «Пуск»/ «Останов» с местных постов управления, установленных рядом с насосами;
- Дистанционный ручной «Останов» с пульта управления оператора;

На площадке насосов откачки нефти предусмотрена установка кнопки аварийного останова. При обнаружении пожара, предельной загазованности или других аварийных ситуаций оперативный персонал имеет возможность ручной остановки технологических процессов для предотвращения разрастания аварийных ситуаций.

7.4.8. Площадка стояка налива нефти СН-1

Площадка налива нефти обеспечивает безопасный и контролируемый налив нефти в автоцистерны для транспортировки на последующие этапы подготовки и переработки.

Площадка оборудована стояком налива, запорно-регулирующей арматурой, дренажной системой, системой заземления автоцистерн и средствами пожарной безопасности.

Контроль процесса налива осуществляется оператором. Для безопасного обслуживания стояка налива предусмотрена площадка обслуживания с лестницей.

Управление предусмотрено по месту от блока управления СН-1, поставляемая в БКУ с СН-1.

7.4.9. Площадка дренажной емкости ДЕ-1

В дренажной емкости предусмотрен контроль уровня с подачей сигнала о достижении верхнего/нижнего уровня, управление полупогружным насосом НД-1.

При сигнализации ВУ – оператор вручную включает насос, отключение насоса предусмотрено автоматически при достижении НУ. Дополнительно на выкидной линии насосов установлены манометры для дополнительного контроля за работой насосов.

						№31/ОК-6205-АТХ	Лист
							77
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Кроме того, система противоаварийной защиты контролирует перелив дренажных емкостей с помощью настройки уровнемеров на уставку по верхнему аварийному уровню (ВАУ).

Опорожнение дренажной емкости предусмотрено встроенным полупогружным насосом НД-1 с подачей продукта в трубопровод Ду100 на стояк налива СН-1 для последующего вывоза автотранспортом.

7.5. СИСТЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ ЗАГАЗОВАННОСТИ

Система обнаружения загазованности (СГ) предназначена для обнаружения утечки горючего газа на возможно раннем этапе для предотвращения угрозы персоналу и сооружениям.

Все площадки, где возможна утечка и места скопления газообразной смеси горючих газов и паров, оборудованы датчиками дозврывоопасных концентраций (ДВК) горючих газов и паров.

Для обнаружения горючих газов применены инфракрасные датчики. Точки уставок детекторов горючих газов выражаются в форме процентной доли от значения нижнего предела взрываемости (НПВ) и устанавливаются следующим образом:

Низкая концентрация газа (тревожная сигнализация):

20% от НПВ для точечных детекторов на участках технологических установок и систем инженерного обеспечения.

Высокая концентрация газа (аварийная сигнализация):

50% от НПВ для точечных детекторов на участках технологических установок и систем инженерного обеспечения.

Система газообнаружения выполнена на оборудовании фирмы «СГОЭС». Сигналы загазованности поступают на ПЛК, с логикой определения действий:

- включение тревожного оповещения через систему ГС/ОО;
- остановку определенных процессов через систему АО.

Информация, собранная системой газообнаружения, передается в систему РСУ. На дисплее АРМ оператора также отображаются тревожные оповещения, отказы и блокировки СГ - включается звуковое оповещение и визуальное оповещение (мигающий красный строб), с указанием позиции детектора газа.

Монтаж датчиков и критерии выбора места расположения на открытых производственных площадях определены из следующих условий:

- возможные источники утечки в пределах контролируемой области;
- плотность газа по отношению к плотности воздуха;
- наличие доступа для проведения технического обслуживания и калибровки.

Все установленные на наружной площадке датчики и светозвуковые оповещатели имеют взрывозащищенное исполнение, исполнение по пылевлагозащите в соответствии с условиями размещения.

7.6. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЗМАМИ

В рабочем проекте предусмотрены насосы с электродвигателями, с помощью которых ведутся технологические процессы.

Управление насосами ведется с помощью частотных преобразователей по сигналу уровня в буферных емкостях БЕ-1/2/3/4.

Управление насосами откачки нефти и погружным насосом, установленном в дренажной емкости, предусмотрено в трех режимах:

- в автоматическом по сигналу уровнемеров, датчикам давления;
- в ручном дистанционном режиме с пульта оператора (предусматривается только остановка насосов);

						№31/ОК-6205-АТХ	Лист
							78
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- в ручном местном режиме с поста управления, установленного рядом с насосом.

На систему отображения информации в проектируемую Операторную на дисплей выводятся параметры состояния насосов (работает/отключен/авария), а также положение ключа выбора режима.

Система противоаварийной защиты предусматривает остановку насосов откачки нефти в случае возникновения пожара на территории установки, при поступлении сигнала загазованности на площадке резервуаров, площадке газосепараторов, площадке насосов или площадке узла учета жидкости или сигнала от кнопок аварийного останова

7.7. МОНТАЖ ПРИБОРОВ

Контрольно-измерительные приборы, располагаются на открытых площадках и способны функционировать в промышленной, влажной и коррозионно-активной атмосфере в интервале температур от -40°C до +65°C.

Электронные и электрические приборы, предназначенные для размещения в опасных зонах, имеют степень взрывозащиты, соответствующую этой зоне. Открытые площадки технологического оборудования имеют взрывоопасные зоны класса В-1г (в соответствии с ПУЭ РК). Оборудование КИПиА, устанавливаемое во взрывоопасных зонах, предусмотрено с соответствующим видом взрывозащиты. Для оборудования с переключающими контактами предусмотрен вид взрывозащиты d "взрывонепроницаемая оболочка", для приборов с аналоговым выходным сигналом - i "искробезопасная цепь".

Приемлемая степень защиты от влаги и проникновения пыли для оборудования, расположенного на открытой площадке, предусматривается не ниже IP65.

Все приборы и средства автоматизации монтируются с учетом удобства обслуживания, предусматриваются площадки обслуживания для недоступных по высоте приборов по мере необходимости.

Монтаж приборов и средств автоматизации выполнить в соответствии нормативными документами РК и заводской инструкции на установку приборов.

Все средства КИП оборудуются системой защиты от статического электричества.

Защитное заземление оборудования КИПиА предусмотрено посредством специальных проводников, подключаемых к существующим контурам заземления.

7.8. КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

Для подключения полевых приборов используется кабель типа МКЭКШВнг, разной жильности, не распространяющий горение, без галогенов.

Кабели прокладываются по мобильным стойкам, площадкам технологических установок и в траншеях. При вводе в шкафы и приборы кабели защищаются металлорукавом. По технологическому оборудованию и площадкам кабели прокладываются в защитных металлических оцинкованных трубах. В местах спуска и подъема кабели прокладываются в металлических оцинкованных трубах на высоту не менее 1,5м. В земле контрольные кабели прокладываются в защитных пластиковых трубах. Ввод кабелей в приборы и шкафы предусмотрен с использованием взрывозащитных кабельных вводов.

7.9. ЭЛЕКТРОПИТАНИЕ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Согласно требованиям ПУЭ РК электроприемники системы контроля, управления по надежности электроснабжения относятся к электропотребителям 3-ей категории.

Приборы КИПиА запитываются при механизированном способе добычи - от шкафов управления УЭЦН, входящих в систему контроля и управления скважин.

На площадках устья скважин разработаны следующие виды заземления:

						№31/ОК-6205-АТХ	Лист
							79
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Общее защитное заземление.

7.10. ТРЕБОВАНИЯ К БЕЗОПАСНОСТИ

Объекты относятся к взрывопожароопасным, поэтому проектом предусмотрены следующие меры безопасности:

- уровень взрывозащиты средств, устанавливаемых во взрывоопасной зоне, принят соответствующим классу взрывоопасной зоны, для электрических проводов предусмотрены кабели с медными жилами;
- все кабели КИПиА - бронированные и покрыты изоляцией типа ПВХ;
- климатическое исполнение выбранных технических средств принято не ниже IP54.

Во взрывоопасных зонах предусмотрено:

- заземление всего оборудования постоянного и переменного тока при всех напряжениях, а также все металлоконструкции, на которых устанавливаются средства системы автоматизации.

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют:

- Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230;
- СН РК 4.02-03-2012 «Системы автоматизации».

Перед началом монтажных работ необходимо произвести тщательный осмотр изделий, устанавливаемых во взрывоопасных зонах. При этом необходимо обратить внимание на следующее:

- Знаки взрывозащиты и предупреждающие надписи;
- Отсутствие повреждений взрывонепроницаемых оболочек;
- Наличие средств уплотнений для кабелей, проводов, крышек;
- Наличие заземляющих устройств.

При монтаже необходимо проверять состояние взрывозащитных поверхностей (царапины, трещины, вмятины и другие дефекты не допускаются).

Оборудование системы автоматизации должно быть заземлено. Место присоединения наружного заземляющего проводника должно быть защищено и предохранено от коррозии путем нанесения консистентной смазки.

По окончании монтажа необходимо проверить величину сопротивления заземляющего устройства.

						№31/ОК-6205-АТХ	Лист
							80
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

8 АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ

						№31/ОК-6205-АПС			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Нураганова			05.26		РП	81	
Т. контр.		Нураганова			05.26				
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка		ТОО «KJS Project & Consulting» Актау, 2026г.	

8.1. ВВЕДЕНИЕ

Раздел «Автоматическая пожарная и сигнализация» рабочего проекта «Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис» выполнен на основании следующих документов:

- Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.;
- Задание на проектирование, выданное Заказчиком ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Исходными данными для проектирования являются:

- Ситуационный план месторождения Кайнар;
- Техническая документация на технологическое оборудование и средства автоматизации.

Настоящий раздел рабочего проекта выполнен в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов республики Казахстан, обеспечивающих безопасную эксплуатацию предусматриваемых объектов.

- СН РК 2.02-02-2023 Пожарная автоматика зданий и сооружений.
- СП РК 2.02-102-2022 Пожарная автоматика зданий и сооружений.
- ПУЭ РК 2015 Правила устройства электроустановок республики Казахстан.
- СН РК 2.02-03-2019 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

8.2. ФУНКЦИИ СИСТЕМЫ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ

Автоматическая пожарная сигнализация предназначена для своевременного предупреждения пожарной ситуации.

Автоматизация пожаротушения предназначена для своевременного обнаружения возгораний на раннем этапе и тушение автоматизированными средствами тушения, предусмотренные в части ПТ проекта, во избежание разрастания пожарной ситуации в пожар.

Рабочим проектом предусматривается оборудование проектируемых сооружений, помещений и технологических площадок датчиками обнаружения пожара. Кроме этого, предусмотрены ручные извещатели обнаружения пожара, которые установлены на территории технологических площадок и у входов в помещение.

Основой проекта для системы обнаружения очагов пожара является следующее:

- Обнаружение пожара на раннем этапе;
- Включение визуальной и звуковой тревожной сигнализации для предупреждения персонала об опасности;

Для определения наличия дыма, пламени и тепла в результате воспламенения горючих материалов на технологических площадках и в помещениях выбраны пожарные извещатели. В зависимости от назначения и места расположения, предполагается применение следующих типов извещателей:

- инфракрасные извещатели пламени;
- дымовые извещатели пожарные;
- тепловые извещатели пожарные;
- ручные пожарные извещатели.

Целью разработки настоящего раздела является:

- создание автоматизированной системы пожарной сигнализации, способной обеспечить раннее предупреждение о возгорании.

Создаваемая система управления будет состоять из следующих подсистем:

- Системы пожарной сигнализации;

						№31/ОК-6205-АПС	Лист
							82
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Системы светозвукового оповещения.

8.3. ОБЪЕКТЫ УСТАНОВКИ СИСТЕМЫ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ

В качестве объектов АПС рассматриваются следующие установки и сооружения:

- Здание операторной;
- Площадка печей П-1;

Также по территории Площадки сбора НГС предусмотрены установка ручных пожарных извещателей.

8.4. ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ

Система должна эксплуатироваться в автономном режиме с минимальным вмешательством персонала. Это позволяет значительно сократить затраты при эксплуатации. Высокая монтажная способность системы на действующих объектах обеспечивается применением соответствующих современных конструктивных исполнений оборудования. В качестве оборудования системы АПС проектом предусматривается использование адресной системы НВП «Болид».

В состав системы входят:

- Извещатели дымовые
- Извещатели пламени
- Ручные пожарные извещатели
- Прибор приемно-контрольный пожарный (ППК)
- Блок релейный, адресный
- Световые и звуковые оповещатели
- Световые табло с указанием направления эвакуации

Все детекторы должны быть размещены согласно назначениям и техническим условиям. Обнаружение пожара автоматическим извещателем вызывает следующие действия:

- включает звуковое оповещение (пожарная опасность) и зональное визуальное оповещение с указанием позиции извещателя и позиции соответствующего помещения/технологического оборудования;
- остановка вентиляторов систем вентиляции (в соответствии с проектом),
- включение тревожного оповещения через систему ГС/ОО (громкоговорящая система/общее оповещение);
- остановка определенных технологических процессов.

В случае обнаружения персоналом опасной ситуации, такой как утечка углеводородов или пожар, предусматривается ручное включение тревоги с помощью ручных пожарных извещателей. Нажатие на ручную тревожную кнопку вызовет действия, аналогичные действиям автоматического пожарного извещателя.

Ручные пожарные извещатели расположены в соответствии требованиям нормативов по территории технологических установок, у входов и внутри помещений.

Пожарные извещатели выбираются в исполнении, позволяющем их использовать в неблагоприятных климатических условиях и опасных зонах.

8.5. ЗДАНИЕ ОПЕРАТОРНОЙ

Пожарная сигнализация выполнена на базе системы "Болид". Данная система включает ППКОП, пожарные извещатели, средства оповещения и т.д.

Комплект оборудования "Болид" предназначен для работы в составе системы пожарной сигнализации и автоматики пожаротушения для контроля состояния и сбора информации с приборов системы, ведения протокола возникающих в системе событий, индикации тревог,

						№31/ОК-6205-АПС	Лист
							83
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

управления оборудованием пожарной автоматики и инженерных систем зданий и сооружений. В качестве головного прибора предусматривается использование ППКОП "С2000-4".

В качестве пожарных извещателей приняты дымовые извещатели типа ДИП-34А, расположенные на потолках и ручные извещатели типа ИПР 513-3А.

Система оповещения принята "Тип 1" согласно табл. 1 СН РК 2.02-02-2023. Для оповещения рабочим проектом предусматривается использование адресных светозвуковых оповещателей Маяк-12КП.

Также проектными решениями предусматривается отключение системы вентиляции здания при наличии сигнала «Подтвержденный пожар». Для отключения используется адресный релейный модуль, выходы которого включены в цепи управления вентиляцией.

8.6. ПЛОЩАДКА ПОДОГРЕВАТЕЛЯ НЕФТИ П-1

Защита площадки подогревателя нефти П-1 обеспечивается установкой на площадке извещателей пламени и ручного пожарного извещателя. Для оптимизации стоимостных характеристик системы АПС рабочим проектом предусматривается использование взрывозащищенных неадресных извещателей Спектрон-401-Exd-A. Данные извещатели рассчитаны на обнаружение очага возгорания в УФ-диапазоне, имеют взрывозащиту вида «взрывонепроницаемая оболочка» и внешнее электропитание 12В постоянного тока. Электропитание подается по свободной паре жил шлейфа АПС.

Подключение к ППКОП осуществляется при помощи блока разветвительно-изолирующий БРИЗ.

Оповещение персонала осуществляется при помощи светозвукового оповещателя типа «ЗОВ» во взрывозащищенном исполнении. Коммутация и подключение к ППКОП осуществляется при помощи релейного блока С2000-СП1.

8.7. ЭЛЕКТРОПИТАНИЕ СИСТЕМЫ АПС

По степени обеспечения надежности электроснабжения проектируемые установки относятся к 1 категории согласно ПУЭ. Питание средств АПС осуществляется напряжением 12В постоянного тока.

Для обеспечения бесперебойного электропитания предусмотрен блок бесперебойного электропитания «РИП-12 ИСП.01». Надежность электропитания, соответствующая 1 категории, обеспечивается встроенными аккумуляторами, общей емкостью 7А*ч на ППКОП. Данное решение гарантирует работу средств АПС в течение 24 в дежурном режиме, и в течении 3 часов в режиме тревоги.

Для защиты от поражения электрическим током предусмотрено общее защитное заземление, для защиты электронного оборудования предусмотрено системное заземление («чистая земля»)

Подвод первичного электропитания 220 В 50Гц электропитания и контуры заземления запроектированы в электротехнической части рабочего проекта.

8.8. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ

Монтаж приборов и средств системы автоматической пожарной сигнализации, электрических проводок следует выполнять в соответствии с планом расположения оборудования и проводок, разработанных в разделе.

При производстве работ по монтажу и наладке систем АПС также должны соблюдаться требования СН РК 2.02-02-2023. Установку и подключения оборудования осуществлять в соответствии с инструкциями по монтажу и эксплуатации заводов – изготовителей.

Ручные пожарные извещатели должны быть установлены на путях эвакуации на высоте 1,5 м от уровня пола.

Извещатели пламени монтируются на высоте 3 м из расчета контроля каждой точки защищаемого пространства не менее, чем двумя извещателями.

Средства оповещения монтируются на высоте 2,2...3,0 м, исходя из конкретных условий.

8.9. КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

Для кабельных трасс цепей пожарной сигнализации, системы оповещения о пожаре предусмотрены специализированные негорючие кабели с медными жилами типа КПСЭнг(А)-FRLS.

Прокладка кабелей в здании Операторной предусматривается в защитных ПВХ-трубах для производственного здания. Кабели на территории прокладываются в траншее, совместно с кабелем ЭС. На протяжении всей трассы кабель защищается двустенной трубой ПВД/ПНД. При вводе в здание кабели защищаются стальной трубой с последующей герметизацией проходки огнестойкой пеной.

						№31/ОК-6205-АПС	Лист
							85
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

9 ПОЖАРОТУШЕНИЕ

						№31/ОК-6205-ПТ			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Нураганова			05.26		РП	86	
Т. контр.		Нураганова			05.26				
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка		ТОО «KJS Project & Consulting» Актау, 2026г.	

9.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Раздел «Пожаротушение» рабочего проекта «Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис» выполнен на основании следующих документов:

- Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.;
- Задание на проектирование, выданное Заказчиком ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Исходными данными для проектирования являются:

- Ситуационный план месторождения Кайнар;
- Принятые технологические, планировочные и архитектурно-строительные решения.

Общие сведения об объекте представлены в общем и технологическом разделах проекта.

Разделом рассматриваются решения противопожарной защиты проектируемой Площадки сбора НГС на месторождении Кайнар.

Технические решения по пожаротушению проектируемых сооружений приняты и разработаны в соответствии с нормами, правилами и стандартами, действующими в Республике Казахстан.

Основные нормативные документы, использованные для руководства при проектировании, представлены ниже:

- СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности», Приказ ЧС РК от 17 августа 2021 года № 405;
- Правила пожарной безопасности, Приказ Министра по ЧС РК от 21 февраля 2022 года № 55;
- СН РК 2.02-03-2012 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы»;
- СП РК 2.02-103-2012 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы»;
- СН РК 2.02-11-2028 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре»;
- СНИП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».

Принятые в рабочем проекте технические решения обеспечивают оптимальное решение стоящих задач, безопасность производства и персонала, выполнение требований норм по охране окружающей среды.

9.2. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

На территории проектируемого объекта возможны пожары следующих классов в зависимости от вида горючего материала:

- «А» - пожары твердых горючих веществ и материалов;
- «В» - пожары горючих жидкостей;
- «С» - пожары газов;
- «Е» - пожары горючих веществ и материалов электроустановок.

К опасным факторам возможного пожара на территории проектируемого объекта воздействующим на людей и материальные ценности, можно отнести следующее:

- Пламя и искры;
- Тепловой поток;
- Повышенная концентрация токсичных продуктов горения и термического разложения;

						№31/ОК-6205-ПТ	Лист
							87
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Пониженная концентрация кислорода.

К вторичным последствиям возникших в результате возможных пожаров на проектируемом объекте можно отнести следующие факторы:

- Опасные факторы взрыва, произошедшего вследствие пожара;
- Воздействие огнетушащих средств.

Рабочим проектом предусматривается ряд следующих мероприятий, исключающих образования горючей среды и возможных возгораний:

- Ограничение массы и объема горючих веществ, находящихся одновременно в том или ином производственном сооружении.
- Все здания и сооружения располагаются на безопасных расстояниях друг от друга, расстояния приняты на основании нормативной документации Республики Казахстан;
- Применение электрооборудования, соответствующего классу пожароопасной и взрывоопасной зоны;
- Применение оборудования и режимов проведения технологического процесса, исключающего образование статического электричества;
- Поддержание безопасной температуры нагрева веществ.

9.3. ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

На проектируемой Площадке сбора НГС предусматривается строительство следующих сооружений:

- Площадка манифольда М-1 на восемь отводов для подключения скважин - 1 ед.;
- Площадка путевого подогревателя П-1, модель ПП-0,63, Q=1150 т/сут - 1 ед.
- Площадка трехфазного сепаратора НГС-1, модель НГС 1-П-1,6-2000-1-И, V=25 м³ - 1 ед.;
- Площадка газового сепаратора ГС-1, модель ГС 1-2,5-600-2-И, V=0,8 м³ - 1 ед.;
- Площадка блочной компрессорной станции ДКС-1, модель ТГА-20/1,5-13, Q=20м³/мин - 1 ед.;
- Площадка буферных емкостей БЕ-1/2/3/4, модель РГС-75, V=75 м³ - 4 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2, модель КМ-100-80-160Е-м, Q=100 м³/час - 2 ед.;
- Площадка стояка налива нефти СН-1, модель АСН-100А, Q=150 м³/час - 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости ДЕ-1 с полупогружным насосом НВЕ-50/50, модель ЕПП 25-2400-2-3, V=25 м³ - 1 ед.;
- Свеча рассеивания газа С-1, модель СР-0,05 - 1 ед.;
- Операторная - 1 ед.;
- Площадка резервуаров запаса противопожарной воды БЕП-65 – 2 ед.;
- Станция пенного пожаротушения СППТ "Гейзер" – 1 ед.;
- Ограждение площадки.

При выборе средств и способов пожаротушения, пожарной защиты и сигнализации при разработке раздела учитывались следующие основные факторы:

- Взрывопожароопасность технологических процессов;
- Взрывопожароопасность веществ и материалов, обращающихся в технологических процессах;
- Возможность и пути распространения пожара на защищаемом производстве;
- Классификация зданий и сооружений по пожарной опасности;
- Пожарно-технические классификации строительных конструкций;

						№31/ОК-6205-ПТ	Лист
							88
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Источники водоснабжения и электроснабжения;
- Плановое расположение защищаемых зданий и сооружений.

Система пожаротушения проектируемых площадок системы сбора НГС включает в себя следующие сооружения:

- Подземные резервуары запаса пожарной воды объемом 60 м – 2шт.;
- Станция пенного пожаротушения заводской комплектности.

Станция пенного пожаротушения СППТ «Гейзер»

Станция пенного пожаротушения предназначена для забора воды из резервуаров запаса и последующей подачи её на очаг горения. Станция имеет два всасывающих (от РГСП-60) и два напорных патрубка для подключения пожарных рукавов.

Станция выполнена в блочно-контейнерном заводском исполнении с габаритами в плане 6,0х 2,4м, оборудована системами электроснабжения, вентиляции.

В станции пенного пожаротушения установлена мотопомпа, характеристика которого представлена в таблице 9.1.

Таблица 9.1

Мотопомпа МП-40/100 «Гейзер»		
Производительность	м ³ /ч	40
Напор	м	100
Количество	шт.	1
Глубина всаса	м	7
Назначение	Подача воды или пенного раствора на защищаемые площадки	

Пуск мотопомпы осуществляется:

- Местный – из помещения станции пенного пожаротушения.

Узел получения раствора пенообразователя

Пенная установка предназначена для подачи пены в сеть наружных растворопроводов с учетом расчетной защищаемой площади особо пожароопасных объектов. Пенная установка состоит из одного резервуара для хранения пенообразователя.

Резервуар для хранения пенообразователя имеет объем $V=3,0 \text{ м}^3$.

Получение 6% раствора пенообразователя предусматривается пеносместителем, установленном на мотопомпе. Пеносместитель предусмотрен на номинальную производительность 16 л/с по раствору пенообразователя 6%.

Пожарный инвентарь

СППТ позволяет хранить без постоянной охраны пожарно-техническое вооружение и аварийно-спасательное оборудование, предназначенное для обеспечения пожарной безопасности защищаемого объекта.

Комплектация:

- Огнетушитель порошковый ОП-4, в количестве 2 шт.;
- Огнетушитель углекислотный ОУ-3, в количестве -2шт.;
- Разветвление рукавное тройное РТ-70, в количестве -1шт.;
- Рукав 50 мм с ГР-50, в количестве -6шт;
- Рукав 65мм с ГР-70, в количестве -2шт.;
- Рукав всасывающий 125мм с ГРМ-125 -4м, в количестве - 2шт.;
- Ствол ручной пожарный РС-50, в количестве - 2шт.;

						№31/ОК-6205-ПТ	Лист
							89
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Сетка всасывающая СВ-125, в количестве - 1 шт.;
- Головка переходная ГП 65х50, в количестве - 2 шт.;
- Зажим для пожарных рукавов ЗПР-80, в количестве - 2 шт.;
- Лопата штыковая, в количестве - 1 шт.;
- Лопата совковая, в количестве - 1 шт.;
- Багор пожарный, в количестве 1 шт.;
- Лом пожарный легкий, в количестве 1 шт.;
- Топор пожарный, в количестве -1 шт.;
- Генератор пены ГПС-600, в количестве -2 шт.

9.4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Настоящим рабочим проектом предусматриваются следующие виды и способы противопожарной защиты зданий и сооружений проектируемой Площадки сбора НГС.

На основании пожарной опасности и физико-химических свойств нефти и нефтепродуктов, обращающихся в технологическом процессе, в качестве огнетушащих средств выбраны вода для охлаждения стенки резервуара и 6% водный раствор пенообразователя общего назначения.

В таблице 9.2 приведены средства и способы пожаротушения зданий и сооружений.

Таблица 9.2

Наименование защищаемых сооружений, № по генеральному плану	Огнетушащие средства	Способ тушения	Тип установк и	Вид пуска установки	Расчетное время тушения, мин.	Тип оборудования
1	2	3	4	5	6	7
Площадка манифольда М-1	Пена средней кратности	По площади	Передвижной техники	Механический	30	Пенный ствол СВП (2 шт)
Площадка путевого подогревателя П-1 ПП-0,63	Пена средней кратности	По площади	Передвижной техники	Механический	30	Пенный ствол СВП (2 шт)
Площадка дренажной емкости ДЕ-1 V=25 м³	Пена средней кратности	По площади	Передвижной техники	Механический	30	Пенный ствол СВП (2 шт)
Площадка трехфазного сепаратора НГС-1 V=25 м³	Пена средней кратности	По площади	Передвижной техники	Механический	30	Пенный ствол СВП (2 шт)
Площадка буферных емкостей БЕ-1/2/3/4 V=75 м³	Пена средней кратности	По площади	Передвижной техники	Механический	30	Пенный ствол СВП (2 шт)
Площадка насосов перекачки нефти Н-1/2	Пена средней кратности	По площади	Передвижной техники	Механический	30	Пенный ствол СВП (2 шт)

9.4.1. Расчетные расходы огнетушащих средств

В зависимости от занимаемой площади Площадки сбора НГС количество одновременных пожаров составляет - один пожар. В качестве диктующего пожара на площадке определен пожар на площадке буферных емкостей.

Габариты площадки составляют – диаметр 21,0м, высота стенки 13,0м.

Расходы по пенообразователю.

						№31/ОК-6205-ПТ	Лист
							90
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Площадь площадки буферных емкостей составляет 273 м². Интенсивность подачи раствора расчетная пенообразователя 0,08л*с/м² = 21,84 л/с. Расход пенообразователя для 3-х пенных атак (каждая атака 10 мин) составляет = 21,84 * 60 * 10 * 3 * 1,2 = 47174 л, в том числе ПО 6% = 2,8м³.

Согласно паспортным данным на СППТ, объем пенообразователя 6% хранящийся в емкости составляет 3,0 м³, что покрывает расчетные расходы.

Расходы по воде.

Согласно СП РК 2.02-103-2012 п.5.10 Общий расход воды на охлаждение наземных горизонтальных резервуаров объемом 100 м³ и более (горящего и соседних с ним) следует принимать 20 л/с.

Объем воды на приготовление пенораствора в течение 30 мин составит 44,0 м³.

Общий расход воды на диктующий пожар составляет (20*3,6) +44,0 = 116 м³. Проектный противопожарный запас воды на объекте составляет 120 м³.

Продолжительность тушения пожара от передвижной техники составляет шесть часов и максимальный срок восстановления пожарного объема воды принят двадцать четыре часа.

9.4.2. Первичные средства пожаротушения

Для локализации небольших возгораний до прибытия передвижной пожарной техники обслуживающий персонал использует первичные средства пожаротушения, в том числе огнетушители, размещаемые в удобных для доступа и применения местах.

На основании «Правил пожарной безопасности» приказом руководителя организации должно быть назначено должностное лицо, ответственное за эксплуатацию систем противопожарной защиты, приобретение, ремонт, сохранность и готовность к действию первичных средств пожаротушения, своевременное и качественное проведение технического обслуживания (перезарядке ручных огнетушителей) и планово-предупредительного ремонта.

Эксплуатация и техническое обслуживание огнетушителей осуществляются в соответствии с требованиями СТ РК 1487 «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации».

Огнетушители и пожарные щиты расположены таким образом, чтобы обеспечивалась возможность беспрепятственного доступа к ним в любое время, а также с соблюдением условий защиты их, от воздействия прямых солнечных лучей, тепловых потоков, механических воздействий. Также должно быть соблюдено условие хорошей видимости пиктограмм, показывающих порядок приведения в действие средств тушения.

Все огнетушители, размещенные на объекте, должны иметь порядковый номер, нанесенный на корпус белой краской и паспорта установленной формы.

На территории в районе расположения технологических зданий, исходя из размеров занимаемой ими территории и категории производств по взрывопожарной и пожарной опасности, и возможного одновременного нахождения на стоянках техники, рабочим проектом предусматривается установка 4 пожарных щитов типа «ЩП-В» и одного щита типа «ЩП-А».

Нормы комплектации одного пожарного щита типа «ЩП-В» представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3

№	Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Количество
1	Порошковый огнетушитель ОП-10	3
2	Порошковый огнетушитель ОП-5	2
3	Багор пожарный	1
4	Лопата совковая	1
5	Лопата штыковая	1
6	Ведро пожарное	2

						№31/ОК-6205-ПТ	Лист
							91
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

7	Лом пожарный	1
8	Ящик для песка объем 0,5 м ³	1
9	Асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	1

9.5. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Проектируемые противопожарные трубопроводы после внешнего осмотра подвергаются испытанию на прочность и плотность. Внешним осмотром проверяется соответствие проектируемых трубопроводов проекту. Прочность и плотность определяется гидравлическими и пневматическими испытаниями путем создания в них пробного давления.

Испытанию подвергается сухотрубы орошения и пенотушения.

Испытательное давление, создаваемое в трубопроводах, должно быть равно 1,25 Р_р (Р_р – рабочее давление).

Проектируемые противопожарные трубопроводы, прокладываемые на территории Площадки сбора НГС, относятся к группе В (негорючие).

По СН 527-80 трубопроводы подразделяются:

- водопровод – IV категория

Наземные трубопроводы предусматриваются из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91

Объем контроля сварных соединений неразрушающими методами в процентах к общему числу стыков согласно СП РК 3.05-103-2014 должен составлять:

- IV категория - 1.

Рабочим проектом предусмотрено антикоррозионное покрытие стальных трубопроводов. Надземных трубопроводов - покрытие масляное-битумное, по ОСТ 6-10-426-79, в 2 слоя по грунту ГФ-021, ГОСТ 25129-2020.

Трубопроводы подвергаются опознавательной окраске по ГОСТ 14202-69.

9.6. ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ НА ПРОЕКТИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ

Пожарная защита проектируемых сооружений представляет собой комплекс инженерно-технических и организационных мероприятий. К их числу относятся профилактические мероприятия, направленные на предупреждение пожарной опасности, обеспечение системами обнаружения и оповещения о пожаре, поддержка эффективными активными средствами пожаротушения.

В целом, одними из мер, направленных на предупреждение пожарной опасности на защищаемых объектах, являются:

- Применение системы аварийной остановки технологического процесса;
- Размещение технологических установок с возможностью постоянного непосредственного наблюдения за техническим состоянием оборудования и трубопроводов и применения средств механизации;
- Устройство бетонных и земляных ограждений вокруг резервуара, ограничивающих разлив и растекание жидкостей при пожаре;
- Оснащение резервуара и технологического оборудования быстродействующей отключающей арматурой с дистанционным управлением для освобождения их в аварийных случаях в специально оборудованную емкость;
- Применение строительных конструкций и материалов с нормированными показателями пожарной опасности для обеспечения пожаробезопасности;

						№31/ОК-6205-ПТ	Лист
							92
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Максимальная механизация и автоматизация технологического процесса, связанного с обращением горючих веществ;
- Поддержание температуры и давления среды, при которых исключается распространение пламени;
- Объемно-планировочные решения;
- Сигнализация несанкционированного доступа на территорию, чреватого неожиданными последствиями;
- Систематическое обучение и тренинг персонала на подтверждение профессиональных навыков и т. д.

В целях устранения опасности для жизни, опасности возникновения пожаров или аварий применяются специальные сигнальные цвета и знаки безопасности для привлечения внимания, работающих к непосредственной опасности, предупреждения о возможной опасности, предписания и разрешения определенных действий с целью обеспечения безопасности, а также для необходимой информации.

Сигнальные цвета применяются в местах источников опасности для работающих, а также в местах расположения пожарного оборудования.

Места расположения знаков безопасности - запрещающих, предупреждающих, предписывающих, пожарной безопасности, пожарного оборудования, информационных, поясняющих, специального назначения – устанавливает администрация организации, эксплуатирующей объект, по согласованию с Органами пожарного надзора.

Плакаты и знаки безопасности, имеющие надписи, выполняются на казахском, русском и английском языках.

Успешное выполнение профилактических мероприятий позволит в значительной степени снизить вероятность возникновения пожаров и исключить опасные последствия от них.

						№31/ОК-6205-ПТ	Лист
							93
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

10 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ

						№31/ОК-6205-БК/НК			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нураганова			05.26	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Т. контр.		Нураганова			05.26		РП	94	
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка		ТОО «KJS Project & Consulting» Актау, 2026г.	

ВНУТРЕННЯЯ СИСТЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ

10.1. ВВЕДЕНИЕ

Раздел «Водоснабжение и канализация» рабочего проекта «Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис» выполнен на основании следующих документов:

- Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.;
- Задание на проектирование, выданное Заказчиком ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Исходными данными для проектирования являются:

- Ситуационный план месторождения Кайнар;
- Принятые технологические, планировочные и архитектурно-строительные решения.

Работы по монтажу арматуры и трубопроводов должны производиться в соответствии с рабочим проектом и документацией предприятий-изготовителей. В рабочий проект входит разработка основных решений по внутренним системам водоснабжения и водоотведения.

10.2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Общие сведения об объекте отражены в Общей части пояснительной записки.

Все технологические решения по внутреннему водоснабжению, водоотведению приняты и разработаны в соответствии с нормами, правилами, стандартами и соответствующими нормативными документами Республики Казахстан.

Основные нормативные документы, использованные для руководства при проектировании, представлены ниже:

- СН РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»;
- СП РК 4.01-01-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»;
- СП РК 3.02-107-2014 «Общественные здания и сооружения»;
- СП РК 4.01-102-2013 «Внутренние санитарно-технические системы».

10.3. ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ

Рабочим проектом предусматривается устройство систем:

- 1) холодного водоснабжения В1;
- 2) горячего водоснабжения ТЗ;
- 3) хозяйственно-бытовой канализации К1.

10.4. СИСТЕМА ХОЛОДНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ В1

Водопровод холодной воды В1 для Операторной запроектирован от пластиковой емкости запаса воды объемом 0.5 м^3 , установленной внутри помещения. Емкость имеет люк для очистки внутренних стен. Заполнение бака осуществляется от автоцистерны через приемный патрубок. Предусмотрен насос пресс-контроль для повышения воды, $Q=10\text{ л/с}$, $H=35\text{ м}$, $N=650\text{ Вт}$.

Холодное водоснабжение В1 подводится к санитарно-техническим приборам и к электрическому бойлеру.

Для питьевых целей используется привозная бутилированная вода, из расчета 2 л/чел/сутки .

Разводящие трубопроводы воды и подводы к приборам выполнены из труб напорных из термопластов по ГОСТ 32415-2013 с открытой прокладкой над полом вдоль стены.

Свободный напор сантехнических приборов обеспечивается установкой электроводонагревателя на высоте 2 м от уровня пола здания.

						№31/ОК-6205-ВК/НК	Лист
							95
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

10.5. СИСТЕМА ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ТЗ

Система горячего водоснабжения предусмотрена от бойлеров Ariston $V=80 \text{ м}^3$, мощность потребления 1,5кВт. Разводящие трубопроводы горячей воды прокладываются над полом из труб напорных из термопластов ГОСТ 32415-2013.

Расчетный расход воды

Наименование системы	Потребный напор на вводе м.вод.ст.	Расчетный расход		
		м ³ /сут	м ³ /час	л/с
Система В1		0,513	0,234	0,271
Система ТЗ		0,399	0,120	0,195
Система К1		0,912	0,354	0,466

10.6. СИСТЕМА ХОЗЯЙСТВЕННОЙ БЫТОВОЙ КАНАЛИЗАЦИИ

Трубопроводы внутренней системы хозяйственно-бытовой канализации К1 для Операторной предусмотрены из полиэтиленовых труб ТК50-ПНД и ТК110-ПНД по ГОСТ 22689-2014.

Для вентиляции канализационной сети установлен канализационный стояк Ду100 по ГОСТ 22689-2014. Вытяжная часть вентиляционного стояка на 0.5м выше кровли.

Внутренние сети бытовой канализации Операторной предназначены для отвода бытовых стоков в септик, проектируемый $V=1,5 \text{ м}^3$, установленный подземно с периодом откачки через 2 дня.

По окончании монтажа, системы водопровода подлежат гидравлическому испытанию на давление $R_{исп}=1.3 R_{раб}$ и промывки трубопроводов, трубопроводы внутренней канализации произвести испытание на пролив. При производстве работ по строительству и монтажу систем водоснабжения и канализации руководствоваться требованиями СН РК 4.01-05-2002.

НАРУЖНАЯ СИСТЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ

10.7. ВВЕДЕНИЕ

Раздел «Водоснабжение и канализация» рабочего проекта «Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис» выполнен на основании следующих документов:

- Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.;
- Задание на проектирование, выданное Заказчиком ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Исходными данными для проектирования являются:

- Ситуационный план месторождения Кайнар;
- Принятые технологические, планировочные и архитектурно-строительные решения.

Работы по монтажу арматуры и трубопроводов должны производиться в соответствии с рабочим проектом и документацией предприятий-изготовителей. В рабочий проект входит разработка основных решений по наружным системам водоснабжения и водоотведения.

10.8. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Общие сведения об объекте отражены в Общей части пояснительной записки.

Все технологические решения по наружному водоснабжению, водоотведению приняты и разработаны в соответствии с нормами, правилами, стандартами и соответствующими нормативными документами Республики Казахстан.

Основные нормативные документы, использованные для руководства при проектировании, представлены ниже:

						№31/ОК-6205-ВК/НК	Лист
							96
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- СНРК 4.01. -03-2011 «Водоотведение. Наружные сети и сооружения»;
- СП РК 4.01-103-2013 «Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений».

10.9. ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ

К1 - хозяйственно-бытовая канализация

10.10. СИСТЕМА НАРУЖНОГО ВОДООТВЕДЕНИЯ

Наружный трубопровод канализации от Операторной до септика выполнен из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR41-110х2.7 "Техническая" ГОСТ 18599-2001. Протяженность трубопровода от Операторной до септика составляет 3м.

Отвод бытовых стоков предназначен в проектируемый стальной септик $V=1,5\text{м}^3$ установленный подземно с периодом откачки через 2 дня.

Трубопроводы внутренней канализации произвести испытание на пролив. При производстве работ по строительству и монтажу системы канализации руководствоваться требованиями СН РК 4.01-05-2002.

						№31/ОК-6205-ВК/НК	Лист
							97
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

11 ОТОПЛЕНИЕ И ВЕНТИЛЯЦИЯ

						№31/ОК-6205-ОВ			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Нураганова			05.26		РП	98	
Т. контр.		Нураганова			05.26				
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка		ТОО «KJS Project & Consulting» Актау, 2026г.	

11.1. ВВЕДЕНИЕ

Раздел «Отопление и вентиляция» рабочего проекта «Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис» выполнен на основании следующих документов:

- Договор № 31/ОК-6205 от 04.11.2025г.;
- Задание на проектирование, выданное Заказчиком ТОО «Кумколь Транс Сервис».

Исходными данными для проектирования являются:

- Ситуационный план месторождения Кайнар;
- Принятые технологические, планировочные и архитектурно-строительные решения.

Рабочий проект разработан в соответствии с требованиями нормативных документов:

- СП РК 4.02-101-2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование";
- СП РК 3.02-108-2013 "Административные и бытовые здания";
- СП РК 3.02-127-2013 "Производственные здания";
- СП РК 2.04-01-2017 "Строительная климатология".

Расчетные параметры наружного воздуха для проектирования:

- температура для расчета систем отопления минус 23,44 °С;
- максимальная температура наружного воздуха плюс 45,6 °С;
- продолжительность отопительного периода 164 суток.

11.2. ОТОПЛЕНИЕ

Теплоснабжение помещений Операторной осуществляется с помощью настенных электроконвекторов. Конвекторы позволяют быстро и безопасно нагреть помещение и поддерживать комфортную температуру в нём круглосуточно и позволяет оставлять конвектор включенным 24/7.

11.3. ВЕНТИЛЯЦИЯ

Вентиляция помещений с естественным и механическим побуждением. Естественная осуществляется через окна и форточки.

В туалете предусмотрен настенный вытяжной вентилятор. Приток осуществляется через коридор.

Для комфортных условий в летнее время в помещениях с постоянным пребыванием людей устанавливаются настенные кондиционеры.

11.4. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ

Монтаж внутренних санитарно-технических систем производить согласно СН РК 4.01-02-2013. Монтаж отопительного и вентиляционного оборудования выполнять специализированной организацией, имеющей лицензию на данный вид работ.

Основные показатели по системам отопления, вентиляции и кондиционирования приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Наименование здания (сооружения), помещения	Объем м ³	Периоды года при t _н , °С	Расход тепла, кВт					Расход холода кВт	Установленная мощность эл.двиг., кВт
			на отопление	на вентиляцию	на ГВС	на технологию	Общий		
Операторная	71,5	-23,44	6,5	--	--	--	6,8	4,2	1,62

						№31/ОК-6205-ОВ				Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					99

12 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА И ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

						№31/ОК-6205-ОТиТБ			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нураганова			05.26	«Расширение системы сбора НГС (нефтегазовая смесь) на месторождении (м/р) Кайнар. Монтаж линейной части газопровода до ГТЭС (газотурбинная электростанция) на месторождении Сарыбулак» ТОО «Кумколь Транс Сервис»	Стадия	Лист	Листов
Т. контр.		Нураганова			05.26		РП	100	
Н. контр.		Хасанов			05.26				
ГИП		Нураганова			05.26	Пояснительная записка		ТОО «KJS Project & Consulting» Актау, 2026г.	

12.1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

В производственном процессе проектируемых объектов обращаются такие взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества как нефть и газ.

Проектируемые сооружения размещены на безопасном расстоянии от существующих промышленных и гражданских сооружений, инженерных сетей в соответствии с санитарно-защитными зонами и противопожарными расстояниями.

На месторождении пожаротушение осуществляется подручными инвентарными средствами (ВНТП 3-85).

ТОО «Кумколь Транс Сервис» действующее предприятие, которое имеет план ликвидации возможных аварий, в котором предусматриваются оперативные действия персонала по предупреждению ЧС.

При разработке данного раздела для руководства были приняты следующие основные нормативные документы:

- Закон РК «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года № 188-V;
- Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.);
- СТ РК ГОСТ Р 12.4.026-2015 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»;
- Правила пожарной безопасности, утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан от 9 октября 2014 года № 1077;
- РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»;
- СН РК 1.03-05-2011 и СП РК 1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» (приложение 4 к приказу Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденные приказом Исполняющего обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020;
- «Правила и сроки проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников, руководителей и лиц, ответственных за обеспечение безопасности и охраны труда», утвержденные приказом Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 25 декабря 2015 года № 1019;
- ГОСТ 12.0.003-74* «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;
- ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;
- ГОСТ Р 12.3.047-98 «ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
- ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
- ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;

						№31/ОК-6205-ОТиТБ	Лист
							101
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- ГОСТ 12.1.010-76 «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования»;
- ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.0.005-2014 «ССБТ. Метрологическое обеспечение в области безопасности труда. Основные положения»;
- Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием» (Переработанное и дополненное издание).

12.2. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА, КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИКА

Основные взрывопожароопасные, вредные и токсичные вещества, находящиеся в производстве или хранящиеся на проектируемом объекте, указаны в таблице 3.7.

Характеристика объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности указаны в таблице 3.6.

Основными, принятыми в проекте, мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрывопожарных веществ и обеспечения безопасных условий труда являются:

- размещение вредных и взрывоопасных производств на открытых площадках;
- полная герметизация процесса подготовки и транспорта продукции;
- предотвращение взрывов внутри оборудования путем выбора оборудования и трубопроводов из условия максимально возможных параметров технологического процесса;
- отключающая и регулирующая арматура установлена в удобных для обслуживания местах;
- обеспечение прочности и герметичности трубопроводов (контроль сварных стыков и гидравлическое испытание);
- продувка оборудования перед ремонтом производится на продувочные свечи;
- теплоизоляция надземных трубопроводов и аппаратов;
- ограждение вращающихся частей установок;
- подземная прокладка нефтегазопровода, предохраняющая его от механических повреждений.

12.3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

Сооружения размещены на производственных площадках с обеспечением противопожарных разрывов в соответствии с ВНТП 3-85.

Проектируемые сооружения размещены на площадках, которые отвечают требованиям СН РК 3.01-03-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий».

12.4. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

Все сооружения запроектированы с учетом требований по взрыво- и пожаробезопасности.

Основными разработанными в проекте мероприятиями, направленными на охрану труда работающих и технику безопасности при обслуживании, являются:

- бетон для бетонных и ж/бетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе ввиду сульфатной агрессии грунтов;
- под бетонными и железобетонными конструкциями предусматривается подготовка из щебня, фракции 15-20мм, пролитого горячим битумом;
- фундаменты под оборудование с динамическими нагрузками рассчитаны с учетом динамического воздействия, колебания фундаментов исключает вредное влияние на технологические процессы, оборудование и конструкции;

						№31/ОК-6205-ОТиТБ	Лист
							102
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Все строительные работы необходимо производить, соблюдая требования СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

12.5. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Прокладка проводов и кабелей выполнена с учетом требований при пересечениях и сближениях между собой и с другими инженерными сетями, в соответствии с ПУЭ РК.

Для защиты персонала от поражения электрическим током и опасных воздействий молнии предусматривается защитное заземление, зануление, защита от статического электричества.

Все металлические нетоковедущие части электрооборудования площадок скважин и технологические установки подлежат надежному заземлению и присоединению к заземляющему устройству, исходя из обеспечения переходного сопротивления заземления не более 4 Ом.

Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление и зануление.

Защита технологических установок от прямых ударов молнии и статического электричества осуществляется их присоединением к заземляющим устройствам.

Осветительные электроустановки наружного освещения обеспечивают требуемое нормативное освещение, соответствующее нормам безопасного обслуживания технологического оборудования.

12.6. КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ

Для контроля за отклонениями технологических параметров процесса установлены приборы контроля и средства автоматизации.

Приборы контроля и средств автоматизации и управления технологическими процессами, установленные во взрывоопасных зонах, выбраны в соответствии с классом помещений, категорией и группой взрывоопасных смесей

Монтаж приборов и средств автоматизации, электрических и трубных проводок выполняется в соответствии с СН РК 4.02-03-2012 и СП РК 4.02-103-2012, ПУЭ РК и монтажно-эксплуатационных инструкций на соответствующий прибор.

Приборы и средства автоматизации заземляются и присоединяются к заземляющему устройству, предусмотренному электротехнической частью проекта.

12.7. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ СООРУЖЕНИЙ ОТ КОРРОЗИИ

Проект разработан на основе и с учетом требований ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».

Проектными решениями предусматриваются следующие мероприятия:

- Бетонные и железобетонные поверхности подземных сооружений изолируются обмазкой битумом за два раза и битумно-латексной мастикой в 2 слоя;
- В основании площадок и фундаментов устраивается гравийная подготовка с пропиткой битумом;
- Стальные трубопроводы, прокладываемые в грунте, покрываются усиленной противокоррозионной изоляцией.

12.8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНЫХ УСЛОВИЙ ТРУДА И КОМФОРТНОСТИ

Для обеспечения максимальных условий безопасности обслуживающего персонала проектные решения по технологическим процессам, вспомогательным объектам, системам обеспечения производства приняты с учетом санитарно-гигиенических и противопожарных требований.

						№31/ОК-6205-ОТиТБ	Лист
							103
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Управление технологическими процессами предусмотрено с помощью средств автоматизации и телемеханизации из помещения для персонала, оборудованных сплит-системами и кондиционерами.

Технологическое оборудование и трубопроводы размещены в соответствии с действующими нормами, с обеспечением нормативных проходов.

После завершения строительных работ все проектируемые площадки благоустраиваются.

К объектам, требующим постоянное обслуживание, запроектированы пешеходные дорожки. Покрытие пешеходных дорожек приняты из железобетонных плит. Технологические трубопроводы и оборудование при температуре на поверхности свыше 45°C в местах, доступных для обслуживающего персонала, изолируются от ожогов теплоизоляцией.

Во вновь проектируемых помещениях предусмотрены системы отопления и кондиционирования.

Во всех помещениях и на освещаемых территориях для обеспечения нормальной работы предусматривается рабочее освещение.

Аварийное освещение для продолжения работы предусматривается в щитовых, операторных, КТП, в помещениях КИПиА обеспечивается подключением светильников к сети разных секций двух трансформаторных подстанций.

Для производства ремонтных работ предусматривается переносное освещение на напряжение 42 В.

Освещение территории, проездов и наружных технологических площадок выполняется прожекторами, устанавливаемыми на прожекторных мачтах и светильниками во взрывозащищенном исполнении на площадках обслуживания технологических установок.

12.9. ЗАЩИТА ПЕРСОНАЛА

Основой безопасного ведения технологического процесса является соблюдение норм технологического режима, обусловленных технологическими инструкциями и технологическим регламентом.

К самостоятельной работе допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста и годные по состоянию здоровья к работе. Персонал должен быть обучен и аттестован на знание технологического процесса, правил техники безопасности.

На предприятии обязательно должны быть должностные инструкции в соответствии со штатным расписанием, инструкции по охране труда по профессиям, инструкции по общим видам работ.

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

- Предварительное планирование мероприятий, направленных на защиту персонала при возможных аварийных ситуациях;
- Подготовка работающих по вопросам возможной опасности, включая отработку практических навыков действий в аварийных ситуациях и пользования средствами индивидуальной защиты органов дыхания.

На объектах заблаговременно должен быть разработан «План ликвидации аварий», который должен содержать порядок и средства аварийного оповещения и связи, схемы с указанием расположения возможных источников опасной загазованности, пункты сбора обслуживающего персонала и действия всех служб.

Защита тела человека осуществляется спецодеждой, специальной обувью, перчатками, касками, подшлемниками, перчатками. В качестве спецодежды используется летом костюм

						№31/ОК-6205-ОТиТБ	Лист
							104
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

хлопчатобумажный, зимой - теплые брюки и куртка, в качестве специальной обуви используется специальные ботинки, резиновые сапоги, в зимнее время - валенки.

Защита органов зрения осуществляется при помощи предохранительных очков.

Обслуживающий персонал обеспечивается противогазами в соответствии с существующими нормами. Одной из наиболее эффективных мер защиты, работающих от отравления углеводородом и другими вредными веществами при возможных аварийных выбросах является обеспечение их готовыми к немедленному использованию средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД). Приобретение СИЗОД для обслуживающего персонала, обеспечивающих возможность нахождения людей в течение короткого времени в загрязненной атмосфере и гарантирующих безопасный выход из загазованной зоны производится за счет средств работодателя. СИЗОД должны храниться в операторной в шкафу с индивидуальными гнездами.

						№31/ОК-6205-ОТиТБ	Лист
							105
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Перечень нормативных документов, используемых при проектировании

- Закон РК «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года №188-V;
- Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355;
- СТ РК ГОСТ Р 12.4.026-2015 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»;
- Правила пожарной безопасности, утвержденные приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года № 55;
- РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»;
- СН РК 1.03-05-2011 и СП РК 1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» (приложение 4 к приказу Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13);
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденные приказом Исполняющего обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020;
- Правила и сроки проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников, руководителей и лиц, ответственных за обеспечение безопасности и охраны труда, утвержденные приказом Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 25 декабря 2015 года № 1019;
- ГОСТ 12.0.003-2015 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;
- ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;
- ГОСТ Р 12.3.047-98 «ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
- ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.1.010-76 «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования»;
- ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.0.005-2014 «ССБТ. Метрологическое обеспечение в области безопасности труда. Основные положения»;
- Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием» (Переработанное и дополненное издание);
- ГОСТ 21.408-2013 «СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- СН РК 4.02-03-2012 и СП РК 4.02-103-2012 «Системы автоматизации»;
- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;

						31/ОК-6205-Приложение	Лист
							106
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- ВУПП 88 «Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности»;
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 РК;
- ВСН 009-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов».

						31/ОК-6205-Приложение	Лист
							107
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		