

ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM»



ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)

Модернизация ДНС-3 в 2026 г.

Рабочий Проект

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Объект № KPG.005-00

Актау 2026 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	ОБЩАЯ ЧАСТЬ	4
1.1.	Основание для проектирования.....	4
1.2.	Исходные данные.....	4
1.3.	Краткая характеристика района строительства	5
1.4.	Существующее положение	5
1.5.	Основные проектные решения	7
1.6.	Состав проекта	7
2.	ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН	9
2.1.	Исходные данные.....	9
2.1.1.	Общие данные	9
2.1.2.	Район строительства	9
2.1.3.	Климат.....	9
2.1.4.	Геологическое строение и гидрогеологические условия	12
2.1.5.	Физико-механические свойства грунтов	13
2.2.	Планировочные решения	13
2.3.	Организация рельефа.....	14
2.4.	Инженерные сети	14
3.	АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ	15
3.1.	Введение	15
3.2.	Расчетные данные	15
3.2.1.	Объемно-планировочные и конструктивные решения	16
3.2.2.	Площадка блока дозирования реагента БР-1	17
3.2.3.	Опоры межплощадочных технологических трубопроводов и под стойку извещателя 17	
3.2.4.	Площадка нефтегазового сепаратора С-1	18
3.2.5.	Площадка газового сепаратора ГС-4, установка новых опор.....	19
3.3.	Специальные защитные мероприятия.....	19
3.4.	Принятые материалы	19
4.	ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА	20
4.1.	Исходные данные для проектирования	20
4.2.	Существующее положение	22
4.3.	Объем проектирования.....	23
4.4.	Технологические решения	23
4.4.1.	Технологическая схема.....	23

Взам. инв. №		3.4.	Принятые материалы 19							
		4.	ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА 20							
Подп. и дата		4.1.	Исходные данные для проектирования 20							
		4.2.	Существующее положение 22							
		4.3.	Объем проектирования 23							
		4.4.	Технологические решения 23							
		4.4.1.	Технологическая схема..... 23							
							KPG.005-00-ОПЗ			
		Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата			
Инв. № подл.		Разраб.	Базалий Н.Н.			06.2026	ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) МОДЕРНИЗАЦИЯ ДНС-3 в 2026 г. Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
		Пров.				06.2026		РП	1	59
		Н.конт.				06.2026		ТОО «Проектный институт «Optimum» г. Актау		
		ГИП	Базалий Н.Н.			06.2026				
						06.2026				

4.4.2.	Проектируемые сооружения и оборудование	24
4.4.3.	Технологические трубопроводы.....	25
4.5.	Характеристика технологического оборудования.....	26
4.6.	Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности	26
4.7.	Срок эксплуатации технологического оборудования, арматуры и трубопроводов...	27
4.8.	Режим работы и численность персонала	27
5.	ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ	28
5.1.	Исходные данные.....	28
5.2.	Климатические условия в районе строительства.....	28
5.3.	Существующее положение	28
5.4.	Основные проектные решения	29
5.4.1.	Потребители электроэнергии и электрические нагрузки.....	29
5.4.2.	Схема электроснабжения	29
5.4.3.	Силовое электрооборудование	30
5.4.4.	Электрообогрев	30
5.4.5.	Кабельные линии	31
5.5.	Защитные мероприятия	32
6.	АВТОМАТИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСНАЯ	33
6.1.	Исходные данные для проектирования	33
6.2.	Существующее положение	33
6.3.	Объекты автоматизации и контроля	33
6.4.	Технические средства контроля и автоматики	33
6.4.1.	Средства автоматизации нижнего уровня	33
6.4.2.	Средства автоматизации среднего уровня.....	35
6.4.3.	Средства автоматизации верхнего уровня.....	35
6.4.4.	Газовая сигнализация	35
6.4.5.	Пожарная сигнализация	35
6.5.	Кабельные проводки.....	36
6.6.	Электропитание.....	36
6.7.	Рекомендации по технике безопасности.....	36
7.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА, ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	38
7.1.	Общие сведения	38
7.2.	Мероприятия по ТБ в технологических решениях.....	39
7.3.	Мероприятия по ТБ при генеральном планировании	40
7.4.	Мероприятия по ТБ в строительных решениях	40
7.5.	Мероприятия по ТБ в электротехнических решениях	40
7.6.	Пожарная безопасность	41
7.7.	Санитарно-эпидемиологические мероприятия	41

Взам. инв. №	6.7.	Рекомендации по технике безопасности.....	36			
	7.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА, ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ 38				
	7.1.	Общие сведения	38			
	7.2.	Мероприятия по ТБ в технологических решениях	39			
	7.3.	Мероприятия по ТБ при генеральном планировании	40			
	7.4.	Мероприятия по ТБ в строительных решениях	40			
	7.5.	Мероприятия по ТБ в электротехнических решениях	40			
	7.6.	Пожарная безопасность	41			
Подп. и дата	7.7.	Санитарно-эпидемиологические мероприятия	41			
Инв. № подл.					КРГ.005-00-ОПЗ	Лист
	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.		Дата

8.	ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	43
8.1.	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны	43
8.1.1.	Обоснование прекращения деятельности или перемещения объекта в другое место в военное время	43
8.2.	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	44
8.2.1.	Возможные опасные факторы. Источники и причины ЧС	44
8.2.2.	Анализ возможных опасностей и зоны действия опасных факторов	44
8.2.3.	Решения по предупреждению аварийных ситуаций	45
8.2.4.	Решения по беспрепятственной эвакуации людей	45
8.2.5.	Решения по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на проектируемых площадках сил и средств для ликвидации аварий	46
8.2.6.	Сведения о численности и размещении населения на прилегающей территории – зоне действия поражающих факторов в случае аварий	46
9.	НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ	47
10.	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	49

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	KPG.005-00-ОПЗ			3

1.3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

В административном отношении территория месторождения Хаиркелды расположена в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан, на контрактной территории ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП), в 100 км на северо-запад от областного центра г. Кызылорда.

Местность обжита крайне слабо. Постоянные населенные пункты на территории отсутствуют. Восточнее границ месторождения направлением юг-север проходит автомобильная дорога сообщением Кызылорда – Кумколь с асфальтовым покрытием. На остальной территории движение всех видов транспорта осуществляется по слабо развитой сети грунтовых проселочных и полевых дорог.

В географическом отношении месторождение находится в юго-западной части Торгайской низменности. В непосредственной близости от месторождения расположены нефтяные и газонефтяные месторождения Аксай, Нуралы, Коныс и Северо-Западный Коныс.

Территория месторождения относится к V дорожно-климатической зоне.

Климат резко континентальный. Характеризуется большими амплитудами температуры наружного воздуха, сухостью, обилием солнечных дней и малым количеством осадков. Среднегодовое количество осадков менее 157 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем $-7,7^{\circ}\text{C}$ (до $-37,2^{\circ}\text{C}$), летом $+27,8^{\circ}\text{C}$ (до $+45,6^{\circ}\text{C}$).

Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичным для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Район по весу снегового покрова – I.

Район по толщине стенки гололеда – III.

Район по давлению ветра – III.

Сейсмичность района – 6 баллов.

1.4. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ

Сырая нефть с добывающих скважин месторождения Северный Хаиркелды, поступает на ДНС-3, где производится поскважинный замер добываемого пластового флюида. Предварительный сброс воды не производится. Сброс пластовой воды и комплексная подготовка нефти до товарного качества осуществляется на ППН ЮХ.

С ДНС-3 на ППН ЮХ транспортировка нефтегазовой смеси осуществляется по трубопроводу Ду 250.

По состоянию на 22/04/2026 на м/р Северный Хаиркелды добывающий фонд состоит из 37 скважин. Эксплуатационный нагнетательный фонд – 7 скв.

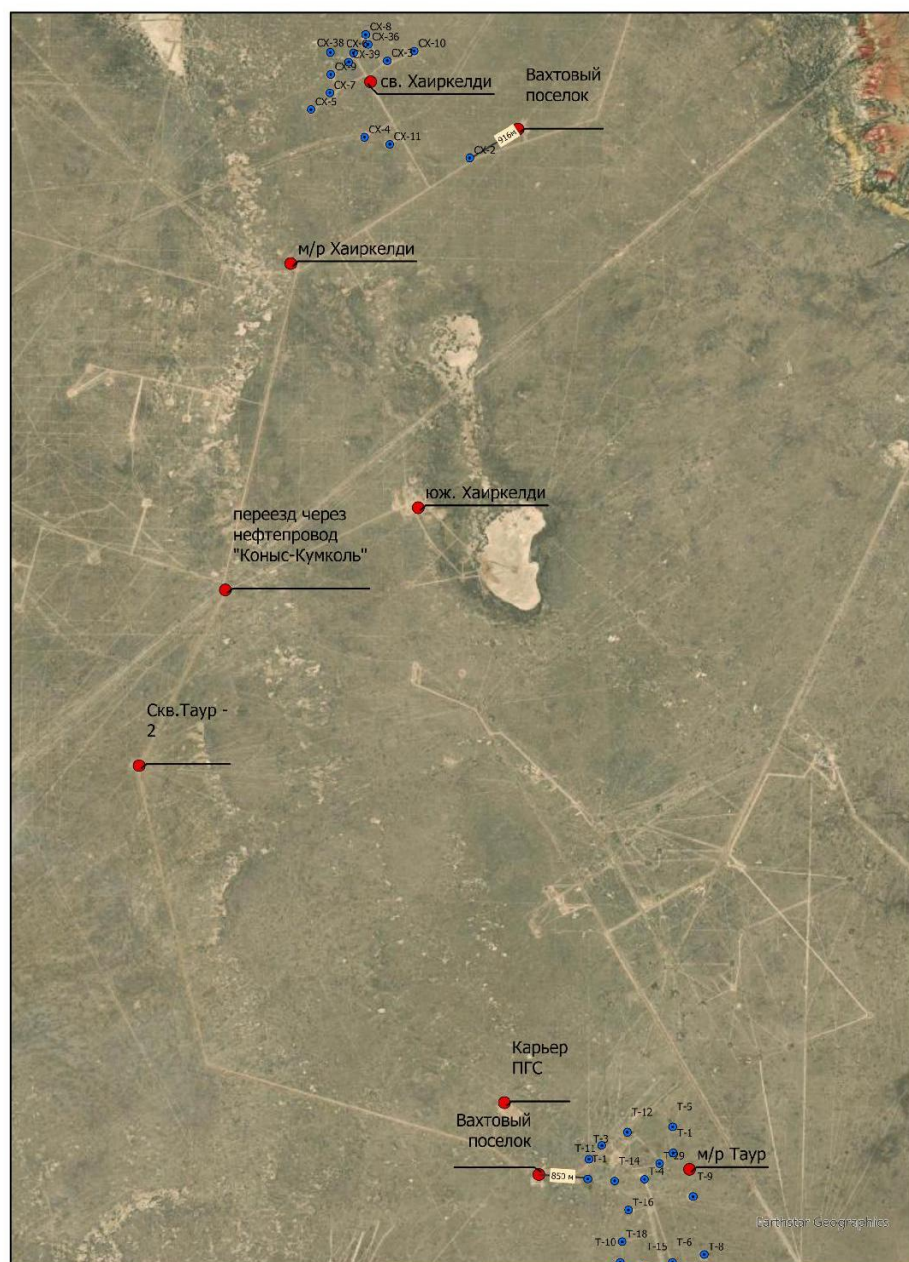
Общий дебит по нефти – 220 т/сут.

Общий дебит по жидкости – 1300 т/сут.

Общий дебит по газу – 1500 м³/сут.

Взам. инв. №	Подп. и дата	подготовка нефти до товарного качества осуществляется на ППН ЮХ. С ДНС-3 на ППН ЮХ транспортировка нефтегазовой смеси осуществляется по трубопроводу Ду 250. По состоянию на 22/04/2026 на м/р Северный Хаиркелды добывающий фонд состоит из 37 скважин. Эксплуатационный нагнетательный фонд – 7 скв. Общий дебит по нефти – 220 т/сут. Общий дебит по жидкости – 1300 т/сут. Общий дебит по газу – 1500 м³/сут.				
		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Инв. № подл.		KPG.005-00-ОПЗ				
		Лист 5				

Схема контрактной территории TOO «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)



От территорий вахтового поселка м/р Таур до территорий скв. Т-1 – 850 м
От территорий вахтового поселка сев. Хаиркелди до территорий скв. CX-2 – 916 м



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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

KPG.005-00-ОПЗ

Лист

6

1.5. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

В целях обеспечения полноценного разделения (сепарации) газожидкостной смеси, поступающей с добывающих скважин месторождения Хаиркелды Северный, на нефть и попутный нефтяной газ, а также для обеспечения дегазации нефти и гашения пульсации потока при перекачке нефти на ППН ЮХ мультифазными горизонтальными насосными установками ГНУ-3400/250 принято решение о модернизации ДНС-3.

Модернизация ДНС-3 предусматривает установку нефтегазового сепаратора НГС-25, который служит буферной емкостью перед МФНУ, обеспечивая их стабильную работу.

1.6. СОСТАВ ПРОЕКТА

Рабочий проект «Модернизация ДНС-3 в 2026 г.» состоит из следующих разделов:

- Генеральный план (ГП);
- Архитектурно-строительные решения (АС);
- Технология производства (ТХ);
- Электроснабжение (ЭС);
- Автоматизация комплексная (АК);
- Комплексные инженерные изыскания;
- Охрана окружающей среды;
- Сметная документация (для внутреннего пользования).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	KPG.005-00-ОПЗ			7

Рабочий проект соответствует требованиям
Технических регламентов, государственных и
межгосударственных нормативных документов,
действующих в Республике Казахстан

Инв. № подл.		Подп. и дата		Взам. инв. №		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КРГ.005-00-ОПЗ	Лист
						8

2. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

2.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

2.1.1. Общие данные

Раздел «Генеральный план» рабочего проекта ««Модернизация ДНС-3 в 2026 г.», разработан на основании:

- Технического задания на проектирование;
- Исходные данные для проектирования:
- Материалы топографо-геодезических изысканий, выполненные группой геодезии и топографии «Проектного института «OPTIMUM» 2026 г.;
- Отчет о геологических изысканиях, выполненный ТОО «GeoProGlobal», 2026 г.

Вид строительства – модернизация.

2.1.2. Район строительства

В административном отношении территория месторождения Хаиркелды Северный (С.-Х.), Хаиркелды Южный (Ю.-Х.) и Таур расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Участок работ находится в 150 километрах на северо-запад от областного центра по трассе Кызылорда – Кумколь.

В географическом отношении месторождения находятся в юго-западной части Торгайской низменности.

2.1.3. Климат

Согласно схематической карте климатического районирования для дорожного строительства и прил. Б СН РК 2.04-01-2017* исследуемая территория относится к IVA дорожно-климатической зоне.

Климат района резко континентальный. Характерно изобилие тепла, солнечных дней, малое количество осадков, большие амплитуды температуры воздуха.

В формировании климата большую роль играет циркуляция атмосферы.

Главной спецификой климатических условий IVA дорожно-климатической зоны является перегрев окружающей среды в теплый период года. Радиационно-термический фактор определяет перегревные условия окружающей среды.

В описываемом районе ежегодно поступает около 150 ккал на см² прямой солнечной радиации, из них 121-122 ккал приходится на прямую солнечную радиацию, поступающую на горизонтальную поверхность. В летние месяцы, когда продолжительность солнечного сияния достигает 380-415 часов, подстилающая поверхность получает около 13 ккал на см² ежемесячно. Такие высокие значения солнечной радиации обуславливают высокие температуры воздуха и почвы.

Температура. Летом в дневные часы температура воздуха поднимается обычно выше 29 °С. 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 °С. Самыми холодными месяцами являются зимние (декабрь-февраль), теплыми – летние (июнь-август). В холодный

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
определяет перегревные условия окружающей среды. В описываемом районе ежегодно поступает около 150 ккал на см² прямой солнечной радиации, из них 121-122 ккал приходится на прямую солнечную радиацию, поступающую на горизонтальную поверхность. В летние месяцы, когда продолжительность солнечного сияния достигает 380-415 часов, подстилающая поверхность получает около 13 ккал на см² ежемесячно. Такие высокие значения солнечной радиации обуславливают высокие температуры воздуха и почвы. Температура. Летом в дневные часы температура воздуха поднимается обычно выше 29 °С. 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 °С. Самыми холодными месяцами являются зимние (декабрь-февраль), теплыми – летние (июнь-август). В холодный								
					КРГ.005-00-ОПЗ			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				9

период значительные переохлаждения отмечаются в ночные часы суток. Абсолютная минимальная температура составляет (-37,2) °С, абсолютная максимальная-(+45,6) °С.

Температура наружного воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92-(-27,1) °С, обеспеченностью 0,98-(-29,4) °С; наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92-(-23,44) °С, обеспеченностью 0,98-(-27,88) °С (Данные приведены по СП РК 2.04-01-2017* по Кызылординской области – Приказ КДС и ЖКХ от 01.08.2018г. № 171-НК). Средние продолжительность (сут) и температура воздуха (°С) периодов со средней суточной температурой воздуха, °С не выше 0°С – 109 суток, температура – -5,0. Средне число дней с оттепелью за декабрь-февраль месяцы -7. Средняя месячная относительная влажность, % в 15 ч наиболее холодного месяца (января) 69, за отопительный период – 73. Среднее количество (сумма) осадков за ноябрь – март месяцы – 86 мм.

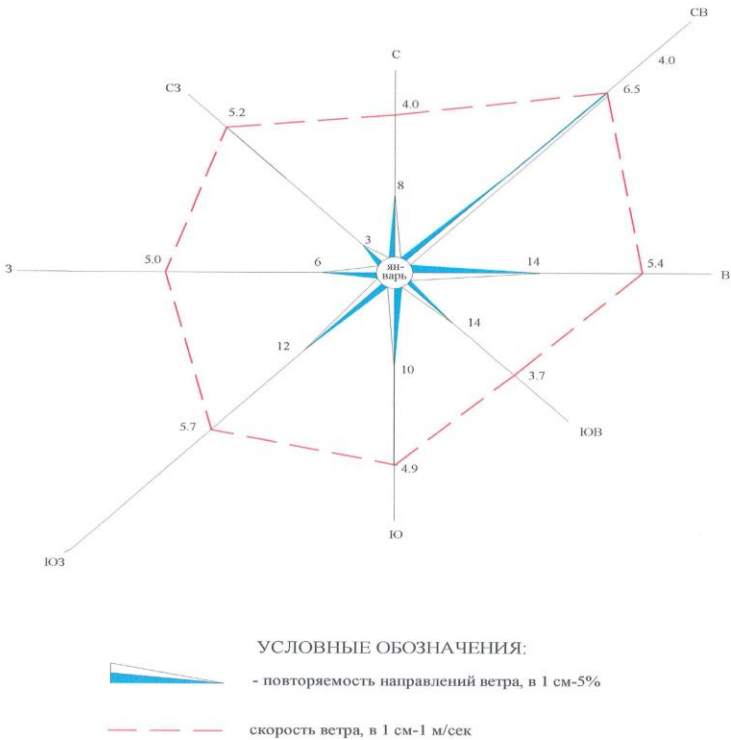
Ветер. Параметры ветра холодного периода года. Преобладающее направление за декабрь-февраль месяцы – СВ, средняя скорость за отопительный период – 2,7 м/с. Максимальная из средних скоростей по румбам в январе – 6,4 м/с. Среднее число дней со скоростью ≥10 м/с при отрицательной температуре воздуха – 3.

Параметры ветра теплого периода года. Преобладающее направление ветра (румбы) за июнь-август месяцы – СВ. Минимальная из средних скоростей по румбам в июле – 1,8 м/с. Повторяемость штилей за год – 17%.

Суточный максимум осадков за год, мм: средний из максимальных – 17, наибольший из максимальных – 54.

Периоды без осадков отмечаются в широком диапазоне времени от лета до поздней осени, причем в отдельные годы отмечается отсутствие осадков даже в весенние месяцы.

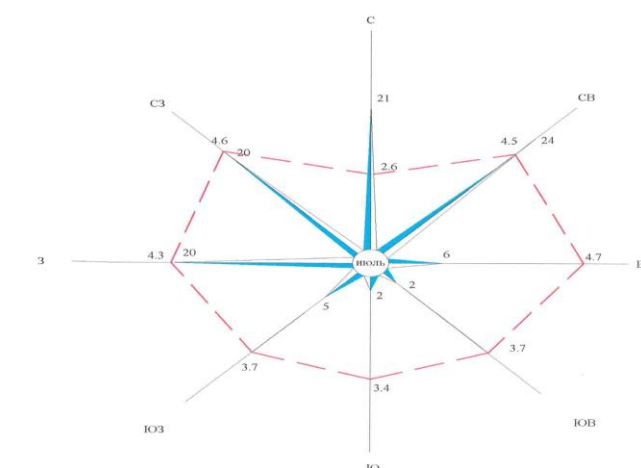
РОЗА ВЕТРОВ
по данным пункта "Кызылорда"
январь



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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

РОЗА ВЕТРОВ
по данным пункта "Кызылорда"
июль



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:
 - повторяемость направлений ветра, %
масштаб - в 1 см 5%
 - средняя скорость ветра по направлениям, м/с
масштаб - в 1 см 1 м/с

Периоды без осадков отмечаются в широком диапазоне времени от лета до поздней осени, причем в отдельные годы отмечается отсутствие осадков даже в весенние месяцы.

Зимне-весенние осадки обычно максимально используются на пополнение грунтового потока и увлажнение зоны аэрации, тогда как летние осадки полностью расходуются на испарение.

Средняя за месяц и год относительная влажность воздуха, %:

Таблица 1

Область, пункт	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Кызылорда	79	76	70	52	46	42	43	43	47	58	74	79	59

Снежный покров. Высота снежного покрова, см: средняя из наибольших декадных за зиму – 9,4; максимальная из наибольших декадных – 41,0; максимальная суточная за зиму на последний день декады – 10,0. Продолжительность залегания устойчивого снежного покрова, дни – 60,0.

Среднее число дней с атмосферными явлениями за год:

Таблица 2

Область, пункт	Пыльная буря	Туман	Метель	Гроза
Кызылорда	18,1	21	2	8

Район по весу снегового покрова – I

Район по толщине стенки гололеда – III

Район по давлению ветра – III

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

Изм.

Лист

№ докум.

Подп.

Дата

KPG.005-00-ОПЗ

Лист

11

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов определена по формуле: $d_{fn}=d_0 \sqrt{M_t}$, (п.4.4.3 СП РК 5.01-102-2013)

где

M_t – безразмерный коэффициент, численно равный сумме абсолютных значений отрицательных температур за зиму в данном районе (принято равным 4,30 по СП РК 2.04-01-2017, стр.19, пункт Кызылорда);

d_0 – величина, принимаемая равной, м, для:

песков пылеватых – 0,28;

песков гравелистых, крупных – 0,30;

Результаты подсчетов сведены в нижеследующую таблицу:

Таблица 3

Нормативная глубина промерзания, м	
пылеватых	гравелистых, крупных
1,20	1,29

Глубина проникновения нулевой изотермы 0 °С в грунт под естественной поверхностью приведена в нижеследующей таблице:

Таблица 4

Глубина проникновения нулевой изотермы, 0°С, м	
пылеватых	гравелистых, крупных
1,30	1,39

2.1.4. Геологическое строение и гидрогеологические условия

Участок работ в геоморфологическом отношении приурочен к западной части Арыскупской мульды, входящей в состав Южно-Торгайской впадины Торгайского прогиба. С северо-востока мульда ограничена Улытауским выступом, с севера и северо-запада – Мынбулакской впадиной, с востока – Шу-Сарысуйской впадиной, с запада – Нижне-Сырдарьинским сводом.

Рельеф участка работ не ровный, с уклоном с северо-востока на юго-запад, с перепадом высотных отметок до 3,0-4,0 м. Высотные отметки поверхности земли изменяются от 203,91 до 206,62 м.

В геологическом строение участка работ принимают участие делювиально-пролювиальные отложения верхнечетвертично-современного возрастов (edQIII-IV) представленные песчаными грунтами: песками пылеватыми.

По результатам полевых инженерно-геологических работ геолого-литологическое строение участка работ нижеследующее:

– с поверхности земли повсеместно залегает почвенно-растительный слой (ПРС), вскрытой мощностью 0,2 м., ниже ПРС залегают пески пылеватые, вскрытой мощностью 2,8 (3,8) м.

На участке работ подземные воды, инженерно-геологическими выработками, пройденными в апреле месяце 2021 года, глубиной 3,0-4,0 м не вскрыты.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист	
			Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	KPG.005-00-ОПЗ	12

2.1.5. Физико-механические свойства грунтов

По номенклатурному виду и физико-механическим свойствам в пределах сжимаемой толщи грунтов выделен 1 (один) инженерно-геологический элемент:

ИГЭ1 – песок пылеватый, (едQIII-IV), вскрытой мощностью 2,8 – 3,8 м.

Физические свойства, модуль деформаций ИГЭ1 определены в лабораторных условиях, приведены в приложениях 6 и 7. Грансостав песка пылеватого определен в лабораторных условиях и приведен в приложение 2.

Нормативные значения удельное сцепления C и угла внутреннего трения ϕ ИГЭ1 приведены по СП РК 5.01-102-2013, приложение А, таблица – А.1.

Расчетные значения удельное сцепления C и угла внутреннего трения ϕ ИГЭ1 рассчитаны по пункту 4.3.16 (СП РК 5.01-102-2013).

ИГЭ1 представлен песком пылеватым, (едQIII-IV), светло-коричневого и светло-серого цветов, маловлажным, плотным, глинистым, однородным.

Колебания частных значений и нормативные значения показателей физических свойств песка пылеватого приведены в нижеследующей таблице:

Таблица 5

№ п/п	Наименование показателей	Количество частных значений		Нормативные значения
		от	до	
1	Плотность, ρ , гс/см ³	1.77	1.83	1.80
2	Плотность сухого грунта, ρ_d , гс/см ³	1.66	1.78	1.72
3	Плотность твердых частиц, ρ_s , гс/см ³	2.69	2.69	2.69
4	Влажность природная, w , %	1.9	9.4	1.9-9.4
5	Пористость, n %	34.6	41.3	36.7
6	Коэффициент пористости, e	0.51	0.62	0.57
7	Степень влажности, S_r	0.10	0.41	0.22

2.2. ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ

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.

Схема генерального плана разработана в соответствии с учетом санитарно-гигиенических и противопожарных требований, рельефа местности.

На территории действующего объекта ДНС-3 данным проектом предусмотрено строительство следующих проектируемых сооружений:

- Площадка блока дозирования реагента БР-1;
- Площадка газового сепаратора ГС-4, установка новых опор.
- Площадка нефтегазового сепаратора С-1.;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	
Изм.	Лист
№ докум.	Подп.
Дата	
KPG.005-00-ОПЗ	
Лист	
13	

Площадка блока дозирования реагента БР-1 выполнена на бетонном основании и расположена южнее от существующий площадки АГЗУ на расстояние 3,0 м. Размеры площадки в плане в осях составляют $2,5 \times 3,0$ м.

На существующей площадке газового сепаратора ГС-4 устанавливаются новые опоры.

Площадка нефтегазового сепаратора С-1 расположена на демонтируемой участке существующий площадки блок дозирования реагента БР-1, севера-западной части существующей площадки ДНС-3 на расстояние 8,13 м. Размеры в плане в осях $12,0 \times 6,0$ м.

2.3. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕЛЬЕФА

Так как территория ДНС-3 ранее была спланирована, данным проектом организация рельефа не предусматривается. Отметки площадок выставлены согласно существующей планировке.

2.4. ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ

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

Прокладка технологических трубопроводов по проектируемым площадкам и межплощадочных трубопроводов осуществляется надземно на опорах высотой не менее 0,350 м до низа труб с уклоном не менее $i=0,002$ и подземно на глубине не менее 0,8 м от поверхности земли до верха трубы с уклоном не менее $i=0,002$.

Кабельные линии КИПиА ведутся в проектируемых кабельных закрытых лотках.

Электрические кабельные линии к проектируемому электрооборудованию прокладываются в земле в траншеях на глубине 0,7 м.

Поверх кабельной линии укладывается сигнальная лента.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КРГ.005-00-ОПЗ	Лист
						14

3. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

3.1. ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки рабочего проекта «Модернизация ДНС-3 в 2026 г.» ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) является:

- Договор № Z-26/5 от 13 февраля 2026 г.;
- Задание на проектирование (Приложение №1 к технической спецификации);
- Задание от смежных групп.

Документы, предоставленные в качестве исходных данных для проектирования:

- Отчет о геологических изысканиях, выполненных ТОО «GeoProGlobal» от 2026 г.
- Материалы ранее выполненных проектов.

3.2. РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ

Район строительства характеризуется следующими условиями:

- Климатический район строительства СП РК 2.04-01-2017 – IV, подрайон – IVA;
- Расчетная зимняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,98 по СП РК 2.04-01-2017 - минус 27,88 °С;
- вес снегового покрова для I снегового района по НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017 – 80 кгс/м²;
- скоростной напор ветра для III ветрового района по НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017 – 56 кг/м²;
- сейсмичность района, согласно СП РК 2.03-30-2017 – 6 баллов;
- сейсмичность площадки строительства в соответствии с табл. 6.2 СП РК 2.03-30-2017* по картам ОСЗ-2475 составляет 6 баллов.
- Нормативная глубина сезонного промерзания суглинка будет равна 0,99 м; супеси,
- песков мелких и пылеватых – 1,20 м, песков средней крупности – 1,29 м.
- На рассматриваемом участке инженерно-геологическими выработками глубиной 4,0-9,0 м подземные воды не вскрыты.
- По данным инженерно-геологических изысканий в пределах сжимаемой толщи выделено три инженерно-геологических элемента (далее ИГЭ):

ИГЭ-1 – слой насыпного грунта, (tQIV):

- Мощность слоя 0,4 м;
- Расчетное сопротивление грунтов составляет 80(0,8) кПа(кгс/см²) – принято по
- табл.Б.9 СП РК 5.01-102-2013.

ИГЭ-2 – представлен суглинками, (dpQ), просадочными, коричневого, светло- и темнокоричневого цвета, твердой консистенции, комковатыми, засоленными.

Расчетные характеристики грунта для расчета по деформациям:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	- По данным инженерно-геологических изысканий в пределах сжимаемой толщи выделено три инженерно-геологических элемента (далее ИГЭ): ИГЭ-1 – слой насыпного грунта, (tQIV): - Мощность слоя 0,4 м; - Расчетное сопротивление грунтов составляет 80(0,8) кПа(кгс/см²) – принято по - табл.Б.9 СП РК 5.01-102-2013. ИГЭ-2 – представлен суглинками, (dpQ), просадочными, коричневого, светло- и темнокоричневого цвета, твердой консистенции, комковатыми, засоленными. Расчетные характеристики грунта для расчета по деформациям:						
								КРГ.005-00-ОПЗ	Лист
			Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		15

- Мощность слоя – 0,9-4,5 м
- удельный вес, γ_{II} , кН/м³ – 18,52
- удельное сцепление, c_{II} , кПа – 12
- угол внутреннего трения, φ_{II} , град. – 12
- модуль деформации, E , МПа – 7,2

То же для расчета по несущей способности:

- удельный вес, γ_I , кН/м³ – 18,33
- удельное сцепление, c_I , кПа – 8
- угол внутреннего трения, φ_I , град. – 10
- модуль деформации, E , МПа – 7,2

ИГЭ-3 – представлен песками средней крупности, (d_{pQ}), желтовато-серого цвета с буроватым оттенком, маловлажными, средней плотности, кварц-полевошпатового состава.

Расчетные характеристики грунта для расчета по деформациям:

- Мощность слоя – 2,5-4,5 м.
- удельный вес, γ_{II} , кН/м³ – 18,82
- удельное сцепление, c_{II} , кПа – 0,01
- угол внутреннего трения, φ_{II} , град. – 29
- модуль деформации, E , МПа – 10,4

То же для расчета по несущей способности:

- удельный вес, γ_I , кН/м³ – 18,62
- удельное сцепление, c_I , кПа – 0,007
- угол внутреннего трения, φ_I , град. – 26
- модуль деформации, E , МПа – 10,4
- Физико-механические свойства грунтов см. отчет по инженерно-геологическим изысканиям.

3.2.1. Объемно-планировочные и конструктивные решения

Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений определялись в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами, при этом в основу были приняты нормативные документы РК (см. раздел 9).

В объем проектирования входят следующие сооружения:

- Площадка блока дозирования реагента БР-1;
- Опоры межплощадочных технологических трубопроводов;
- Площадка нефтегазового сепаратора С-1;
- Площадка газового сепаратора ГС-4, установка новых опор.

Настоящим проектом предусматривается:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений определялись в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами, при этом в основу были приняты нормативные документы РК (см. раздел 9). В объем проектирования входят следующие сооружения: ▪ Площадка блока дозирования реагента БР-1; ▪ Опоры межплощадочных технологических трубопроводов; ▪ Площадка нефтегазового сепаратора С-1; ▪ Площадка газового сепаратора ГС-4, установка новых опор. Настоящим проектом предусматривается:								
					КРГ.005-00-ОПЗ			Лист
								16
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				

- Демонтаж и транспортировка на новое место расположения блока дозирования реагентов БР-1. Объем, подлежащий демонтажу: железобетон класса С12/15 $V=0,88 \text{ м}^3$.
- Демонтаж переходного мостика ПМ-1 (2 шт). Объем, подлежащий демонтажу: железобетон класса С12/15 $V=0,7 \text{ м}^3$; металлоконструкции $M=0,350 \text{ тонн}$.
- Демонтаж существующего бортового камня БР100.30.18. Объем, подлежащий демонтажу: железобетон класса С12/15 $V=1,03 \text{ м}^3$.
- Демонтаж существующей площадки под пожарный щит. Объем, подлежащий демонтажу: железобетон класса С12/15 $V=0,35 \text{ м}^3$.

3.2.2. Площадка блока дозирования реагента БР-1

Площадка блока дозирования реагента БР-1 прямоугольная в плане с габаритными размерами в осях 2,5 х 3,0 м.

Площадь застройки – 9,24 м².

На площадке устанавливается оборудование блока дозирования реагента БР-1 полной заводской готовности на монолитную плиту из бетона класса С12/15 на сульфатостойком портландцементе марка, по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150, толщиной 150 мм, армированного сеткой по ГОСТ 23279-2012, арматура класса АIII(А400).

Отбортовка по периметру площади из монолитного бетона, армированного сеткой по ГОСТ 23279-2012, высота борта 150 мм.

Под подошвой площадки предусмотрена песчаная подготовка толщиной 100 мм с прокладкой полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354-82 марки В и толщиной 0,4. После установки отбортовки, края пленки приклеиваются к боковым граням.

Для сбора атмосферных осадков и технологических проливов на площадке предусмотрен монолитный ж/бетонный приямок $V=0,2 \text{ м}^3$. Приямок перекрывается металлическими панелями из просечно-вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89.

Опоры под трубопроводы приняты из металлических прокатных профилей на монолитных столбчатых фундаментах. Бетон класса С12/15, арматура А400 по ГОСТ 34028-2016. Сталь марки С245 по ГОСТ 27772-2021. Под подошвой монолитных конструкций предусмотрена песчаная подготовка толщиной 100 мм с прокладкой полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354-82 марки В и толщиной 0,4. После установки фундаментов, края пленки приклеиваются к боковым граням.

Обратную засыпку пазух площадки выполнить из песчано-гравийной смеси с послойным (200-250 мм) уплотнением. Коэффициент уплотнения – не менее 0.95.

3.2.3. Опоры межплощадочных технологических трубопроводов и под стойку извещателя

Опоры межплощадочных технологических трубопроводов и под стойку извещателя приняты из металлических прокатных профилей на железобетонных фундаментах. Бетон класса С12/В15, арматура АIII(А400). Сталь марки С245 по ГОСТ 27772-2015.

Фундаменты под опоры межплощадочных трубопроводов запроектированы из монолитного бетона С12/В15 с закладной деталью.

Материал бетонных конструкций – бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
			KPG.005-00-ОПЗ					17
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				

Обратную засыпку пазух фундаментов выполнить из грунта подушки основания (песчано-гравийная смесь) с послойным (200-250 мм) уплотнением. Коэффициент уплотнения – не менее 0.95.

3.2.5. Площадка газового сепаратора ГС-4, установка новых опор

На существующей площадке газового сепаратора ГС-4 устанавливаются новые опоры.

Опоры технологических трубопроводов приняты из металлических прокатных профилей на железобетонных фундаментах. Бетон класса С12/В15, арматура АIII(А400). Сталь марки С245 по ГОСТ 27772-2015.

Фундаменты под опоры трубопроводов запроектированы из монолитного бетона С12/В15 с закладной деталью.

Материал бетонных конструкций – бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

Под подошвой монолитных конструкций предусмотрена песчаная подготовка толщиной 100 мм с прокладкой полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354-82 марки В и толщиной 0,4. После установки фундаментов, края пленки приклеиваются к боковым граням.

Обратную засыпку пазух фундаментов выполнить из песчано-гравийной смеси с послойным (200-250 мм) уплотнением. Коэффициент уплотнения – не менее 0.95.

3.3. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусматривается песчаная подготовка толщиной 100 мм с прокладкой полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354-82 марки В, толщиной 0,4мм. Края пленки заводятся за боковые грани монолитных конструкций с последующей приклейкой.

Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом и не защищенные пленкой, обмазываются горячим битумом БН-III за два раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Металлоконструкции окрасить эмалевой краской ПФ-115 ГОСТ 6465-76 по грунту из ГФ-021 ГОСТ 25129-82 в соответствии с СП РК 2.01-101-2013.

Антикоррозийную защиту металлоконструкций выполнять согласно СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии» и ОСТ РК 7.20.02-2005 «Работы окрасочные требования безопасности».

3.4. ПРИНЯТЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Классы бетона для всех бетонных и железобетонных конструкций приняты согласно СТ РК EN 206-2017.

Класс бетона С12/15, С16/20, С20/25 принят – для монолитных железобетонных фундаментов, площадок и опор.

Бетон монолитных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе, с В/Ц отношением 0,45, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости не менее F150.

Арматура для армирования фундаментов принята класса А-400, А240 по ГОСТ 34028-2016.

Марка стали для металлических конструкций принята С245 по ГОСТ 27772-2021.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	3.4. ПРИНЯТЫЕ МАТЕРИАЛЫ Классы бетона для всех бетонных и железобетонных конструкций приняты согласно СТ РК EN 206-2017. Класс бетона C12/15, C16/20, C20/25 принят – для монолитных железобетонных фундаментов, площадок и опор. Бетон монолитных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе, с В/Ц отношением 0,45, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости не менее F150. Арматура для армирования фундаментов принята класса А-400, А240 по ГОСТ 34028-2016. Марка стали для металлических конструкций принята С245 по ГОСТ 27772-2021.					Лист
			КРГ.005-00-ОПЗ					
			Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

4.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

- Договор № Z-26/5 от 13 февраля 2026 г.;
- Задание на проектирование (Приложение №1 к технической спецификации);
- Исходные данные, предоставленные Заказчиком.

- Финальный отчет «Физико-химические свойства устьевой пробы нефти. Месторождение Северный Хаиркелды. Скважина № СХ-45»;
- Финальный отчет «Физико-химические свойства устьевой пробы нефти. Месторождение Северный Хаиркелды. Скважина № СХ-46»;
- Паспорт качества нефти № 000242468 от 27.01.2026 г.;
- Материалы комплексных инженерных изысканий;
- Материалы ранее выполненных проектов.

Физико-химические свойства нефти представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

№ П/П	ПАРАМЕТР	ДИАПАЗОН ЗНАЧЕНИЙ		
	ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОВЕРХНОСТНОЙ ПРОБЫ НЕФТИ			
1	Плотность при 20 °С, г/см ³	0,7966	-	0,8170
2	Содержание механических примесей, % (объем)	<0,025	-	<0,0278
3	Содержание воды, % (объем)	26,2	-	62,00
4	Температура застывания, °С	-5	-	18
5	Массовое содержание серы, % (масса)	0,072	-	0,092
6	Зольность, % (масса)	н/о	-	н/о
7	Содержание парафинов, % (масса)	8,10	-	8,45
8	Объемное содержание парафина, % (масса)	9,29	-	9,64
9	Содержание хлористых солей, мг/л	10816	-	50728
10	Содержание силикагелевых смол и асфальтенов, % (масса)	3,64	-	5,42
11	Содержание метилмеркаптанов, ppm	н/о	-	н/о
12	Содержание этилмеркаптанов, ppm	н/о	-	н/о
13	Средний размер частиц, микрон	3,10	-	3,15
14	Теплоемкость	2047,84	-	2097,63
15	Молекулярная масса, г/моль	135,79	-	172,56
16	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более		30,7	

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

	Плотность и вязкость поверхностной пробы нефти			
17	Плотность, г/см ³ , при:			
	10 °С	0,8040		
	20 °С	0,7966		
	30 °С	0,7891		0,8097
	40 °С	0,7816		0,8024
	50 °С	0,7741		0,7951
18	Вязкость динамическая, сП, при:			
	10 °С	5,21		
	20 °С	3,23		
	30 °С	2,54		5,22
	40 °С	1,94		3,73
	50 °С	1,32		2,98
19	Вязкость кинематическая, мм ² /с, при:			
	10 °С	6,483		
	20 °С	4,059		
	30 °С	3,222		6,44
	40 °С	2,480		4,653
	50 °С	1,710		3,743

Таблица 4.2

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

23	Додекан	4,131	4,254
24	Тридекан	3,966	4,489
25	Тетрадекан	3,589	4,184
26	Пентадекан	3,851	4,803
27	Гексадекан	3,018	3,982
28	Гептадекан	2,672	3,674
29	Октадекан	2,614	3,783
30	Нонадекан	2,389	3,522
31	Эйкозан	2,127	3,189
32	Генэйкозан	1,941	3,018
33	Докозан	1,731	2,740
34	Трикозан	1,703	2,798
35	Тетракозан	1,428	2,372
36	Пентакозан	1,369	2,334
37	Гексакозан	1,237	2,093
38	Гептакозан	1,209	2,089
39	Октакозан	1,005	1,727
40	Докозан	1,129	1,892
41	Триакоктан	1,071	1,820
42	Гентриакоктан	0,948	1,623
43	Дотриакоктан	0,809	1,409
44	Тритриакоктан	0,606	1,373
45	Тетратриакоктан	0,366	0,928
46	Пентатриакоктан	0,168	0,719
47	Гексатриакоктан	0,258	1,044

4.2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ

По состоянию на 22/04/2026 на м/р Северный Хаиркелды добывающий фонд состоит из 37 скважин. Эксплуатационный нагнетательный фонд – 7 скв.

- Общий дебит по нефти – 220 т/сут.
- Общий дебит по жидкости – 1300 т/сут.
- Общий дебит по газу – 1500 м³/сут.

Сырая нефть с добывающих скважин месторождения Северный Хаиркелды, поступает на ДНС-3, где производится поскважинный замер добываемого пластового флюида. Предварительный сброс воды не производится. Сброс пластовой воды и комплексная подготовка нефти до товарного качества осуществляется на ППН ЮХ.

С ДНС-3 на ППН ЮХ транспортировка нефтегазовой смеси осуществляется по трубопроводу Ду 250.

Существующая технологическая схема ДНС-3 включает в себя следующее оборудование:

- автоматизированные групповые замерные установки «СПУТНИК Б 40-14-500» (АГЗУ-1, АГЗУ-2, АГЗУ-3);
- жидкостные фильтры СДЖ 250-4,0-1-3 (Ф-1, Ф-2);
- мультифазные горизонтальные насосные установки ГНУ-3400/250 со станцией управления (РС-02А/В);

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КРГ.005-00-ОПЗ	Лист
						22

- путевой подогреватель нефти с промежуточным теплоносителем ПНПТ-1,6 (П-1);
- газовый сепаратор БВСТ-4,0-500 (ГС-4);
- дренажная емкость ЕП-12,5-2000-1300-1-К (ЕП-1), оборудованная полупогружным насосом НВ-50/50 (РС-01);
- установка дозирования химических реагентов УДЭ-1,0/63;
- устройство запуска скребка БКЗ 2М-250-8,0-Л (КПОУ).

4.3. ОБЪЕМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

На территории ДНС-3 настоящим проектом предусматривается:

- строительство нефтегазового сепаратора НГС-25;
- переобвязка существующего газового сепаратора ГС-4;
- демонтаж и транспортировка на новое место расположения блока дозирования реагентов УДЭ-1,0/63.

4.4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

В целях обеспечения полноценного разделения (сепарации) газожидкостной смеси, поступающей с добывающих скважин месторождения Хаиркелды Северный, на нефть и попутный нефтяной газ, а также для обеспечения дегазации нефти и гашения пульсации потока при перекачке нефти на ППН ЮХ мультифазными горизонтальными насосными установками ГНУ-3400/250 принято решение о модернизации ДНС-3.

Модернизация ДНС-3 предусматривает установку нефтегазового сепаратора НГС-25, который служит буферной емкостью перед МФНУ, обеспечивая их стабильную работу.

4.4.1. Технологическая схема

Технологической схемой ДНС-3 месторождения Хаиркелды Северный предусмотрен прием, сепарация, нагрев и откачка нефти.

Продукция нефтяных скважин месторождения по выкидным трубопроводам поступает на автоматизированные замерные установки АГЗУ-1, АГЗУ-2, АГЗУ-3, где осуществляется операционный замер дебита каждой скважины по жидкости.

После замера газожидкостной поток направляется в нефтегазовый сепаратор НГС-25 (С-1) (проектируемый). В сепараторе С-1 под давлением $P=0,3\div0,5$ МПа и при температуре $T=40\div45$ °С происходит отделение попутного нефтяного газа от жидкости. Давление в аппарате поддерживается регулятором прямого действия «до себя», установленном на выходном газопроводе. Уровень жидкости регулируется при помощи уровнемера и регулирующего клапана, установленного на выходе нефти.

Перед сепаратором в нефтяной поток при помощи установки дозирования химических реагентов УДЭ-1,0/63 вводятся деэмульгаторы, ингибиторы коррозии и солеотложений.

Дегазированная нефть из сепаратора поступает в подогреватель П-1, где нагревается до температуры 60 °С, после чего откачивается мультифазными насосами РС-02 А/В по промысловому трубопроводу Ду 250 на ППН для дальнейшей подготовки до товарного качества.

В начале нефтепровода предусмотрено устройство пуска очистного поршня КПОУ для очистки внутренней поверхности нефтепровода от парафиновых отложений.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Т=40÷45 °С происходит отделение попутного нефтяного газа от жидкости. Давление в аппарате поддерживается регулятором прямого действия «до себя», установленном на выходном газопроводе. Уровень жидкости регулируется при помощи уровнемера и регулирующего клапана, установленного на выходе нефти. Перед сепаратором в нефтяной поток при помощи установки дозирования химических реагентов УДЭ-1,0/63 вводятся деэмульгаторы, ингибиторы коррозии и солеотложений. Дегазированная нефть из сепаратора поступает в подогреватель П-1, где нагревается до температуры 60 °С, после чего откачивается мультифазными насосами РС-02 А/В по промысловому трубопроводу Ду 250 на ППН для дальнейшей подготовки до товарного качества. В начале нефтепровода предусмотрено устройство пуска очистного поршня КПОУ для очистки внутренней поверхности нефтепровода от парафиновых отложений.								
					КРГ.005-00-ОПЗ			Лист
								23
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				

Выделившийся в процессе сепарации попутный газ направляется в газовый сепаратор ГС-4 для очистки от капельной влаги под действием гравитационной силы. Процесс протекает под давлением $P=0,3$ МПа при температуре $T=40$ °С. Очищенный газ используется на собственные нужды ДНС-3 в качестве топлива для подогревателя П-1, а избыточный объем газа подается в газопровод Ду 250 для транспортировки на ППН.

Дренаж с оборудования самотеком по подземным дренажным трубопроводам поступает в дренажную емкость ЕП-1, откуда полупогружным насосом РС-01 возвращается на начало технологического процесса. Также предусмотрена возможность откачки дренажа автотранспортом с вывозом в места утилизации.

Принципиальная схема технологического процесса см. лист KPG.005-00-TX.002.

Технологическая схема и схема КИПиА на нефтегазовый сепаратор С-1 см. лист KPG.005-00-TX.003.

4.4.2. Проектируемые сооружения и оборудование

Состав сооружений, выбор оборудования и расположение технологических площадок определились на основании разработки технологической схемы и рационального распределения территории, с учетом:

- санитарных норм и норм пожаро-взрывобезопасности;
- рационального размещения подземных и надземных инженерных сетей, обеспечения нормальных условий их ремонта и эксплуатации.

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

Состав проектируемых сооружений и оборудования:

- Нефтегазовый сепаратор С-1;
- Газовый сепаратор ГС-4 (переобвязка);
- Блок дозирования реагентов УДЭ-1,0/63 (демонтаж и транспортировка на новое место расположения).

Перечень и характеристика технологического оборудования представлены в табл. 4.3.

4.4.2.1 Нефтегазовый сепаратор С-1

Нефтегазовый сепаратор предназначен для разделения продукции нефтяных скважин (газожидкостной смеси) на составляющие компоненты: нефть и попутный нефтяной газ.

Сепаратор снабжен системой контроля и регулирования давления и контроля уровня.

Тепловая изоляция оборудования – плиты URSA марки П-30 (Г) толщиной 100 мм по ТУ 5763-001-71451657-2004. Покровный слой – лист стальной оцинкованный толщиной 1,0 мм по ГОСТ 19904-90.

4.4.2.2 Газовый сепаратор ГС-4

Газосепаратор сетчатый ГС-4 предназначен для очистки нефтяного попутного газа от жидкости (конденсата, воды) посредством гравитационной сепарации.

Способ удаления отсепарированной жидкости – в автоматическом режиме.

Сепаратор снабжен системой контроля и регулирования по давлению и уровню.

Взам. инв. №	Подп. и дата	(газожидкостной смеси) на составляющие компоненты: нефть и попутный нефтяной газ.				
		Сепаратор снабжен системой контроля и регулирования давления и контроля уровня.				
Инв. № подл.		Тепловая изоляция оборудования – плиты URSA марки П-30 (Г) толщиной 100 мм по ТУ 5763-001-71451657-2004. Покровный слой – лист стальной оцинкованный толщиной 1,0 мм по ГОСТ 19904-90.				
		4.4.2.2 Газовый сепаратор ГС-4				
		Газосепаратор сетчатый ГС-4 предназначен для очистки нефтяного попутного газа от жидкости (конденсата, воды) посредством гравитационной сепарации.				
		Способ удаления отсепарированной жидкости – в автоматическом режиме.				
		Сепаратор снабжен системой контроля и регулирования по давлению и уровню.				
		КРГ.005-00-ОПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лист	
					24	

Антикоррозионное защитное покрытие подземных трубопроводов – «усиленного типа» лентой поливинилхлоридной изоляционной липкой типа ПВХ-БК в 2 слоя, с оберткой защитной ПЭКОМ по ГОСТ 9.602-2016.

С целью предотвращения замерзания нефти предусмотрен электрообогрев трубопроводов.

4.5. ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Характеристики и количество технологического оборудования представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ	ЕД. ИЗМ.	ЗНАЧЕНИЕ
Нефтегазовый сепаратор С-1			
1	Обозначение на схеме	-	С-1
2	Тип, марка	-	НГС-25
3	Производительность по нефти	м³/ч	86÷430
4	Производительность по газу	м³/ч	94400
5	Давление расчетное	МПа	1,6
6	Давление рабочее	МПа	0,3÷0,5
7	Температура рабочей среды	°С	+15÷+50
8	Номинальный объем	м³	25
9	Диаметр	мм	2028
10	Длина	мм	10152
11	Вес сепаратора с площадкой	кг	11905
12	Количество	шт.	1

4.6. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ПО ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ

Характеристика проектируемых объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной опасности представлена в таблице 4.4.

Таблица 4.4

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 12.1.011-88
Площадка нефтегазового сепаратора С-1	ЛВЖ, ГГ	А	В-1г	ПА-Т2, ПА-Т3
Площадка газового сепаратора ГС-4	ЛВЖ, ГГ	А	В-1г	ПА-Т2, ПА-Т3
Площадка блока дозирования реагента УДЭ-1,0/63 (существующая) (перемещение)	Ингибитор солеотложения, ингибитор коррозии-бактерицид	А	В-1а	ПА-Т2

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
			КРГ.005-00-ОПЗ					26
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				

Примечание:

В существующем УДЭ-1,0/63 используются: 1) деэмульгатор водонефтяных эмульсий «EASY-DE 03-23» по СТ ТОО 150940009194-15-2017; 2) ингибитор коррозии марки «Ранкор-1103» по СТ ТОО 40710674-19-2021, изм. №1-3; 3) ингибитор солеотложений марки «Ранскейл-4103» по СТ ТОО 40710674-22-2010.

4.7. СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, АРМАТУРЫ И ТРУБОПРОВОДОВ

Таблица 4.5

НАИМЕНОВАНИЕ (ОБОЗНАЧЕНИЕ) ОБОРУДОВАНИЯ, АРМАТУРЫ, ТРУБОПРОВОДОВ	РЕСУРС (СРОК СЛУЖБЫ)*	ИСТОЧНИК
Сепаратор нефтегазовый НГС-25	30 лет	Выбор поставщика оборудования на усмотрение Заказчика – ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)
Регулятор давления «до себя» Ду 100, Ру 4,0 МПа	8 лет	
Регулятор уровня Ду 100, Ру 4,0 МПа	10 лет	
Блок СППК-50-16	10 лет	
Кран шаровый	10 лет	
Запорный клапан Ду 25, Ру 2,5 МПа	10 лет	РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» табл. 1.1.
Трубопровод стальной	8 лет	

* – Срок службы технологического оборудования, арматуры и трубопроводов, применяемых в данном проекте, в соответствии с условиями эксплуатации, но не менее срока, гарантированного заводом-изготовителем.

4.8. РЕЖИМ РАБОТЫ И ЧИСЛЕННОСТЬ ПЕРСОНАЛА

Месторождение Хаиркелды Северный ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) – действующее предприятие со сложившейся структурой обслуживающего и управленческого персонала.

Режим работы ДНС-3 в соответствии с ВНТП 3-85 составит 365 рабочих дней в году по вахтовому методу в две смены, продолжительность смены 12 часов, продолжительность вахты 15 суток.

Объекты модернизации входят в состав действующего ДНС-3, поэтому дополнительная численность рабочего и инженерно-технического персонала для обслуживания оборудования на проектируемом объекте не требуется.

Численность действующего персонала составляет 4 чел. по сменам (2 чел/смена).

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Взам. инв. № Подп. и дата Инв. № подл.	КРГ.005-00-ОПЗ Лист 27

5.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.2. КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ В РАЙОНЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

5.3. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ

На месторождении имеется разветвленная сеть воздушных линий электропередач напряжением 6 кВ, по которым выполнено питание объектов.

Взам. инв. №					На предприятии «ТОО «KAZPETROL GROUP» существует развитая система электроснабжения производственных объектов. Электроснабжение объектов выполняется от двухсекционного КРУН 6 кВ ПС 6/20 кВ «КЗПГ» с мощностью трансформаторов 2х4,0 МВА. Владелец подстанции является ТОО «СП КазГерМунай». Далее питание идет по двум воздушным линиям ВЛ-20 кВ на ЗРУ-20 кВ от которого питается КРУН-6 кВ ПС-20/6 кВ «Северный Хаиркельды». Электроснабжение ПС-20/6 кВ «Южный Хаиркельды» выполняется от ПС-20/6 кВ «Северный Хаиркельды» по воздушной линии ВЛ-20 кВ через повышающий трансформатор ТМН-2500/6/20 кВ. Вторым источником электроснабжения месторождения Хаиркельды Южный являются газопошневые электростанции общей мощностью 3100 кВА. На месторождении имеется разветвленная сеть воздушных линий электропередач напряжением 6 кВ, по которым выполнено питание объектов.	Лист
Подп. и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	KPG.005-00-ОПЗ	28

5.4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

В разработке электротехнической части проекта «ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) Модернизация ДНС-3 в 2026 г.» предусматривается проектирование электрообогрева технологических трубопроводов и нефтегазового сепаратора, перенос существующего щита электрообогрева ЩУЭО-2, перенос существующего блока БДР.

5.4.1. Потребители электроэнергии и электрические нагрузки

Проектируемыми потребителями электроэнергии на ДНС-3 является электрообогрева технологических трубопроводов и нефтегазового сепаратора, а также осуществляется перенос и перезапитка существующего щита электрообогрева ЩУЭО-2, существующего блока БДР и оборудование КИПиА.

Установленная мощность проектируемых нагрузок по электрообогреву составляет $P_{у.}=15,9$ кВт, расчетная мощность – $P_{расч.}=15,5$ кВт.

В части надежности электроснабжения проектируемый электроприемник относится к III категории электроснабжения по классификации ПУЭ РК.

5.4.2. Схема электроснабжения

Электроснабжение проектируемого щита управления электрообогревом ЩУЭО-4 предусматривается выполнить кабельной линией 0,4 кВ, проложенной в земле от существующего распределительного устройства ЩСУ-0,4 кВ, установленного в блоке существующей насосной МФНС.

Для осуществления электроснабжения щита ЩУЭО-4 в существующем ЩСУ-0,4 кВ выполняется замена резервного автоматического выключателя током $I_n=40$ А на автоматический выключатель на ток $I_n=100$ А.

Согласно техническим условиям, на данный автоматический выключатель подключается 2 щита: проектируемый щит управления электрообогревом ЩУЭО-4 и существующий щит управления электрообогревом ЩУЭО-2.

Номинальный ток автоматического выключателя выбран с учетом нагрузки двух шкафов.

Электроснабжение блока БДР выполняется от резервного фидера существующего шкафа ШР блока аппаратного АГЗУ-1.

Проектируемыми потребителями в существующей операторной являются: шкаф контроллеров PLC-3 и РИП-4.

Электроснабжение шкафа контроллеров PLC-3 выполнено по 2-ум вводам: один ввод от существующего ЩСН операторной, второй ввод от источника бесперебойного питания, тем самым обеспечивая I-ую категорию электроснабжения по классификации ПУЭ РК.

Источник бесперебойного питания учтен в разделе АК.

Электроснабжение пожарного прибора РИП-4 выполняется так же от существующего щита ЩСН операторной.

Для электроснабжения проектируемых потребителей в существующем ЩСН операторной дополнительно устанавливаются автоматические выключатели.

Электроснабжение регулирующих электроприводных клапанов выполняется по II-ой категории электроснабжения по классификации ПУЭ РК от существующего двухсекционного распределительного устройства ЩСУ-0,4 кВ, в котором дополнительно устанавливается автоматический выключатель на ток $I_n=10$ А.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	KPG.005-00-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		29

Регулирующие клапаны выбраны со встроенным блоком управления на самом электроприводе клапана, поэтому установки дополнительной пуско-регулирующей аппаратуры не требуется.

Управление электрообогревом предусматривается от щита управления ЩУЭО-4. Щит управления устанавливается на стойке аппаратной за пределами площадки нефтегазового сепаратора НГС-25 вне взрывоопасной зоны.

Все распределительные устройства и щиты рассчитываются на номинальную нагрузку, составляющую не менее 125% полной расчётной нагрузки трансформатора, генератора или фидерного выключателя.

Все электрооборудование 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.

Для поддержания технологической температуры среды в проектируемом нефтегазового сепаратора НГС-25 и технологических трубопроводах проектом предусмотрена система электрообогрева. Расчетная температура электрообогрева принята +35 °С, согласно технологическим требованиям.

Электроснабжение проектируемой системы электрообогрева выполняется от проектируемого щита управления ЩУЭО-4, укомплектованного автоматическими выключателями с УЗО на ток утечки 30 мА.

Электрообогрев нефтегазового сепаратора НГС-25 выполняется саморегулирующимися нагревательными кабелями марки 20XTVR2-СТ мощностью 64 Вт/м.

Управление обогревом сепаратора выполняется от датчика температуры MONI-PT100-EHE, работающему по температуре обогреваемой поверхности. Установка датчика температуры предусмотрена непосредственно на емкости.

Электрообогрев трубопроводов выполняется саморегулирующимися нагревательными кабелями марки 20QTVR2-СТ мощностью 64 Вт/м и саморегулирующимся нагревательным кабелем 10QTVR2-СТ мощностью 38 Вт/м.

Подключение греющего кабеля и управление электрообогревом предусматривается от электронного термостата с регулированием по температуре обогреваемой поверхности. Термостат устанавливается на опорном кронштейне ETS-05L2E на трубопроводе, термодатчик крепится непосредственно на поверхности обогреваемой трубы.

Нагревательный кабель укладывается вдоль всей поверхности емкости под теплоизоляцию с креплением через каждые 0,3 м.

Взам. инв. №	Подп. и дата	работающему по температуре обогреваемой поверхности. Установка датчика температуры предусмотрена непосредственно на емкости. Электрообогрев трубопроводов выполняется саморегулирующимися нагревательными кабелями марки 20QTVR2-СТ мощностью 64 Вт/м и саморегулирующимся нагревательным кабелем 10QTVR2-СТ мощностью 38 Вт/м. Подключение греющего кабеля и управление электрообогревом предусматривается от электронного термостата с регулированием по температуре обогреваемой поверхности. Термостат устанавливается на опорном кронштейне ETS-05L2E на трубопроводе, термодатчик крепится непосредственно на поверхности обогреваемой трубы. Нагревательный кабель укладывается вдоль всей поверхности емкости под теплоизоляцию с креплением через каждые 0,3 м.					
		Изм. Лист № докум. Подп. Дата					
Инв. № подл.		KPG.005-00-ОПЗ					Лист
							30

Сечение проводника для электродвигателя, установленного во взрывоопасной зоне, должно пропускать длительную нагрузку не менее 125%.

Для подземной прокладки принят бронированный кабель, имеющий защитную оболочку от механических повреждений и наружную защитную оболочку, предохраняющую от коррозии.

5.5. ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Проектом предусматривается выполнение защитных мер электробезопасности в полном объеме, предусмотренном ПУЭ РК.

Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление или зануление.

На всех проектируемых объектах для питания низковольтных электропотребителей принята четырёхпроводная система напряжения $\sim 380/220$ В с глухозаземлённой 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 глухозаземлённой нейтралью питающих 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 по территории площадок.

В качестве заземляющих устройств применяются горизонтальные и глубинные заземлители. Горизонтальные заземлители прокладываются в траншее на глубине 0,5 - 1,0 м. Глубинные заземлители выполняются в виде вертикальных электродов, установленных до глубины 5-30 м.

К выполненным заземляющим устройствам присоединяется все металлические нормально нетоковедущие части электроустановок в дополнение к их занулению.

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

Молниезащита проектируемых установок обеспечивается путем присоединения оборудования к заземляющим устройствам.

Уравнивания потенциалов выполняется путем соединения контура заземления проектируемой площадки стальным заземляющим проводником – стальной полосой 25х4 мм².

Выполненное по нормам электробезопасности защитное заземление всех технологических установок и технологических трубопроводов обеспечивает также их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества.

Защита от заноса высокого потенциала по внешним наземным или надземным коммуникациям осуществляется присоединением их к заземлителю.

Электромонтажные работы выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ РК и СН РК 4.04-07-2013, инструкции ВСН-332-74, а также требованиями ссылочных документов и заводских инструкций по монтажу электрооборудования и кабельных трасс.

Электрооборудование, электроустановочные изделия, кабельная продукция должны иметь сертификаты соответствия заводов-изготовителей.

Взам. инв. №						
Подп. и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	KPG.005-00-ОПЗ	Лист
						32

6. АВТОМАТИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСНАЯ

6.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Раздел «Автоматизация комплексная» проекта «Модернизация ДНС-3 в 2026 году» ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) разработан на основании:

- Технологических, планировочных решений, решений по электроснабжению;
- Задания на проектирование;
- Документации на существующий проект;

Общие сведения об объектах и принятые технологические решения отражены в технологической части проекта.

6.2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ

В настоящее время на объекте «ДНС-3 ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» действует 3-х уровневая система автоматизации, состоящая из:

- Нижнего уровня – полевых контрольно-измерительных приборов (КИП), показывающих и сигнализирующих, датчиков;
- Среднего уровня – программируемых логических контроллеров (ПЛК) с расширением;
- Верхнего уровня – рабочих станций оператора, состоящих из персональных ЭВМ и специализированного программного обеспечения;
- Системы передачи данных – для обмена информацией между всеми подсистемами программно-технического комплекса по кабельным линиям и беспроводным сетям.

Средства нижнего уровня установлены на технологическом оборудовании и трубопроводах.

Средства среднего и верхнего уровней размещены в операторной ДНС-3.

6.3. ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ И КОНТРОЛЯ

Проектом предусматривается оснащение средствами автоматизации следующих технологических сооружений проекта «Модернизация ДНС-3 в 2026 году»:

- Нефтегазовый сепаратор НГС-25 м³.

6.4. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И АВТОМАТИКИ

6.4.1. Средства автоматизации нижнего уровня

Контрольно-измерительные приборы (КИП) полевого уровня, включая КИП поставляемые комплектно с блочно-модульным оборудованием, образуют нижний уровень управления и предназначены для сбора информации о состоянии параметров технологических процессов объекта управления, передачи ее на верхний уровень или отображения по месту и состоят из:

- манометров, термометров, указателей уровня для отображения параметров по месту;
- аналоговых датчиков, преобразующих измеряемые текущие значения давлений, температуры, уровня и расхода для передачи сигналов в контроллер;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.					
6.4. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И АВТОМАТИКИ							
6.4.1. Средства автоматизации нижнего уровня							
Контрольно-измерительные приборы (КИП) полевого уровня, включая КИП поставляемые комплектно с блочно-модульным оборудованием, образуют нижний уровень управления и предназначены для сбора информации о состоянии параметров технологических процессов объекта управления, передачи ее на верхний уровень или отображения по месту и состоят из: ■ манометров, термометров, указателей уровня для отображения параметров по месту; ■ аналоговых датчиков, преобразующих измеряемые текущие значения давлений, температуры, уровня и расхода для передачи сигналов в контроллер;							
						КРГ.005-00-ОПЗ	Лист
							33
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

- датчиков дискретных сигналов - сигнализаторов предельного/аварийного значения уровня и давления, для передачи сигналов по достижении предельных измеряемых параметров на контроллер;
- регулятора давления газа с интеллектуальным электрическим приводом.

Выбор оборудования выполнен с учетом:

- обеспечения взрывобезопасности в соответствии с техническими условиями ТОО «KAZPETROL GROUP»;
- устойчивости к механическим воздействиям;
- предельных значений измеряемых параметров и других характеристик среды (температура, давление, уровень, расход);
- сертификации в Государственном реестре средств измерения РК.

Контрольно-измерительные приборы способны функционировать в промышленной, влажной и коррозионно-активной атмосфере в интервале температур от минус 40°C до плюс 50 °C. Приемлемая степень защиты от влаги и проникновения пыли для оборудования, расположенного на открытой площадке, предусматривается не менее IP65.

Электрические приборы, предназначенные для размещения в опасных зонах, имеют допустимый уровень взрывозащиты или степень защиты оболочки, соответствующую этой зоне. Основным подходом к обеспечению безопасности является применение приборов с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» EExd и искробезопасная цепь EEx ia, с использованием искробезопасных барьеров.

Информация о состоянии параметров технологических процессов с аналоговых датчиков нижнего (полевого) уровня в виде аналоговых сигналов 4-20мА и RS-485 по кабельным линиям передается на средний уровень управления, на ПЛК.

Полевые КИП устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах. Все приборы и средства контроля монтируются с учетом удобства обслуживания и в соответствии с нормативно-технической документацией, заводскими инструкциями на монтаж приборов.

На нефтегазовом сепараторе предусмотрена установка следующих контрольно-измерительных приборов:

1. Уровнемер с гибким зондом, Метран 730, предназначен для измерения уровня в НГС-25 и передачи сигнала 4-20 мА, на блок управления существующими мультифазными насосами, для регулирования уровня в сепараторе.
2. Датчик давления с передачей сигнала 4-20 мА, на проектируемый контроллер, в шкаф PLC-3;
3. Датчик температуры в сепараторе, с передачей сигнала 4-20 мА, на проектируемый контроллер, в шкаф PLC-3;
4. Датчик дифференциального давления для измерений уровня в сепараторе НГС-25, с передачей сигнала 4-20 мА, на проектируемый контроллер, в шкаф PLC-3;
5. Сигнализаторы аварийного верхнего уровня и аварийного нижнего уровня, с передачей дискретных сигналов «аварийный уровень» и «неисправность», на проектируемый контроллер, в шкаф PLC-3;
6. Расходомер-счетчик термально-массовый, для измерения расхода газа на выходе сепаратора, с передачей сигнала Modbus RTU, по интерфейсу RS485, на проектируемый контроллер, в шкаф PLC-3;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						КРГ.005-00-ОПЗ		Лист
										34
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

2. Датчик давления с передачей сигнала 4-20 мА, на проектируемый контроллер, в шкаф PLC-3;
3. Датчик температуры в сепараторе, с передачей сигнала 4-20 мА, на проектируемый контроллер, в шкаф PLC-3;
4. Датчик дифференциального давления для измерений уровня в сепараторе НГС-25, с передачей сигнала 4-20 мА, на проектируемый контроллер, в шкаф PLC-3;
5. Сигнализаторы аварийного верхнего уровня и аварийного нижнего уровня, с передачей дискретных сигналов «аварийный уровень» и «неисправность», на проектируемый контроллер, в шкаф PLC-3;
6. Расходомер-счетчик термально-массовый, для измерения расхода газа на выходе сепаратора, с передачей сигнала Modbus RTU, по интерфейсу RS485, на проектируемый контроллер, в шкаф PLC-3;

Кроме того, что маяки оповещателей разного цвета, конструкция оповещателей позволяет выбрать разное звучание.

Для контроля и управления системой пожарной сигнализации с учетом будущего строительства УПСВ, проектом принято решение применить оборудование компании «Болид». Оборудование «Болид» более адаптировано для применения на промышленных объектах и открытых площадках. Адресная сеть удобна для подключения дополнительных адресных пожарных извещателей, добавлением в сеть RS485 дополнительных блоков управления исполнительными механизмами и пожарными оповещателями.

6.5. КАБЕЛЬНЫЕ ПРОВОДКИ

Кабельные трассы цепей измерения, сигнализации и управления, в том числе кабели поставляемые комплектно с оборудованием, выполнены контрольными кабелями с медными жилами. Типы кабелей выбраны согласно требованиям норм безопасности и электрических расчетов на потери напряжения в кабельных линиях.

Во взрывоопасных зонах применяется кабель с негорючей изоляцией.

Прокладка кабелей предусматривается по проектируемым кабельным лоткам, по технологическим площадкам в защитных трубах, под землей, в траншее на глубине не менее 0,7 метра.

Кабели искробезопасных цепей, незащищенных цепей, кабели пожарной сигнализации, прокладываются отдельно.

Подземная прокладка кабелей выполняется с соблюдением нормируемых расстояний по ПУЭ РК от различных подземных коммуникаций и с защитой кабелей, при их выходе из земли стальными трубами.

Ввод кабелей в шкафы и приборы предусмотрен через сертифицированные по коду IP и взрывозащите, уплотнительный кабельный ввод и шайбы.

6.6. ЭЛЕКТРОПИТАНИЕ

По степени обеспечения надежности электроснабжения проектируемые средства автоматизации СПИД относятся согласно ПУЭ к I категории.

Электропитание оборудования автоматизации, напряжением 220 В переменного тока, осуществляется по двум вводам: от источника бесперебойного питания, напольного исполнения и от внешнего электроснабжения.

В шкафу предусмотрена схема резервирования питания.

Для защиты персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное заземление корпусов приборов, шкафов, защитных труб.

Подвод электропитания и контуры заземления запроектированы в электротехнической части проекта.

6.7. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

Технические решения, принятые в рабочем проекте, соответствуют:

- Правилам устройств электроустановок ПУЭ;
- Строительным нормам и правилам «Системы автоматизации» СН РК 4.02-03-2012.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КРГ.005-00-ОПЗ	Лист
В шкафу предусмотрена схема резервирования питания. Для защиты персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное заземление корпусов приборов, шкафов, защитных труб. Подвод электропитания и контуры заземления запроектированы в электротехнической части проекта. 6.7. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ Технические решения, принятые в рабочем проекте, соответствуют: - Правилам устройств электроустановок ПУЭ; - Строительным нормам и правилам «Системы автоматизации» СН РК 4.02-03-2012.						
Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Перед началом монтажных работ необходимо произвести тщательный осмотр изделий, устанавливаемых во взрывоопасных зонах. При этом необходимо обратить внимание на:

- 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).

Элементы системы должны быть заземлены как с помощью внутреннего заземляющего зажима, так и наружного. 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.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	KPG.005-00-ОПЗ			37

В темное время суток площадка строительства должна иметь общее освещение за счет установки мощного светильника на передвижных прожекторных установках.

При производстве строительно-монтажных работ необходимо руководствоваться «Правилами пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ».

Все работники на строительной площадке, а также персонал, допущенный к эксплуатации и ремонту оборудования, обеспечиваются спецодеждой и спецобувью соответствующих размеров, а также средствами индивидуальной защиты, предусмотренными для конкретного вида работ, диэлектрическими средствами безопасности для электроустановок.

В целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения безопасных условий труда в соответствии с действующими в РК стандартами и нормами данным проектом предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности.

7.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТБ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЯХ

Выполнение требований техники безопасности, создание благоприятных условий труда для производственного персонала закладывается при проектировании производственного процесса на месторождении в строгом соответствии с действующими Нормами, Инструкциями и Правилами.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию в соответствии с ГОСТ 12.2.003-91.

Технологическое оборудование, а также технологические трубопроводы и их обвязка оснащены приборами контроля и регулирования процесса.

На нагнетательных линиях насосов до запорного устройства установлены манометры и обратные клапаны.

Соединения элементов трубопроводов производятся сваркой. Применение фланцевых соединений принято только для присоединения трубопровода к арматуре и деталям оборудования, имеющим фланцы.

Компоновка оборудования обеспечивает возможность свободного прохода людей и проезда транспорта.

Оборудование установок, их обвязка трубопроводами, запорные органы, КИП, щиты управления расположены таким образом, чтобы обеспечить безопасные условия при их эксплуатации, обслуживании и ремонте.

Приборы КИП расположены так, чтобы их показания были отчетливо видны персоналу. Обеспечен свободный и удобный доступ к ним.

Расположение арматуры на трубопроводах предусматривается в местах удобных для управления, технического обслуживания и ремонта.

На запорных вентилях, задвижках указывается номер согласно эксплуатационной схеме, направление движения среды и положение "Открыто" – "Закрыто".

Все трубопроводы должны подвергаться испытанию на прочность и плотность перед пуском их в эксплуатацию после монтажа, ремонта или простоя более одного года. Величина пробного давления должна быть равной 1,2 рабочего давления. Давление должно подниматься и снижаться плавно. Время выдержки трубопровода и его элементов под пробным давлением должно быть не менее 5 мин. При испытании трубопроводов должны быть выдержаны требования, предусмотренные «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Результаты испытаний оформляются актом.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	KPG.005-00-ОПЗ			39

Перед гидравлическим испытанием водопроводов следует проверить наличие в высших их точках воздушников, а на низких участках – дренажных штуцеров со спускными клапанами.

При эксплуатации и ремонте оборудования персонал обязан руководствоваться действующими Нормами, Правилами, инструкциями и другими документами по охране и гигиене труда и технике безопасности.

Персонал должен уметь оказывать пострадавшим первую медицинскую помощь, знать пути эвакуации, которые должны быть четко обозначены, знать и правильно применять средства индивидуальной защиты и т.д.

7.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТБ ПРИ ГЕНЕРАЛЬНОМ ПЛАНИРОВАНИИ

Размещение сооружений на объектах ДНС-3, планировка территорий, выполнены в соответствии с санитарными требованиями, требованиями пожарной безопасности, удобства и безопасного обслуживания.

Проектируемые сооружения размещены на свободной от застройки территории, отвечающей требованиям СН РК 3.01-03-2011 и СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий».

Ко всем технологическим площадкам имеются подъезды.

На территории ДНС-3 предусмотрены пешеходные дорожки из тротуарных плит.

7.4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТБ В СТРОИТЕЛЬНЫХ РЕШЕНИЯХ

Строительные решения определялись на основании требований технологического процесса и решений по электроснабжению.

Надежность строительных конструкций и сооружений обеспечиваются:

- принятием необходимых по прочности и устойчивости сечений, стальных и железобетонных элементов, назначением соответствующих марок бетонов и стали;
- решениями фундаментов в увязке с геологическими и топографическими условиями;
- противокоррозионной защитой подземных и надземных конструкций.

Взрывопожаробезопасность строительных конструкций обеспечивается использованием материалов с требуемой степенью огнестойкости.

При производстве строительно-монтажных работ должны строго соблюдаться нормы и правила техники безопасности согласно СП РК 1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

Производство работ при строительстве сооружений не связано с применением методов работ и материалов, не предусмотренных настоящими нормами, поэтому особых требований безопасности труда на объектах строительства не предусматривается.

7.5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТБ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЯХ

В проекте предусмотрены защитные меры электробезопасности в полном объеме, предусмотренном «Правилами устройства электроустановок» и другими соответствующими нормативными документами РК.

Проектом предусмотрено наружное и внутреннее освещение проектируемых объектов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КРГ.005-00-ОПЗ	Лист
Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Все питающие и распределительные сети, электрооборудование снабжены защитой от короткого замыкания, защитой от перегрузки и всеми другими необходимыми видами защит и сигнализации в соответствии с принципиальной однолинейной схемой.

Электромонтажные работы выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ и СП РК 4.04-107-2013, инструкции ВСН-332-74, а также требованиями ссылочных документов и заводских инструкций по монтажу электрооборудования и кабельных трасс.

Средством защиты эксплуатационного персонала от поражения электрическим током и опасных воздействий молнии предусматривается защитное заземление, зануление, защита от статического электричества.

7.6. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Тушение пожара на площадках ДНС-3 предусмотрено первичными средствами пожаротушения, в том числе углекислотными огнетушителями предусмотрено тушение небольших очагов возгорания.

Ответственность за пожарную безопасность при организации производства работ, хранении и перевозке горючего материала, обеспечение первичными средствами пожаротушения, совместное выполнение противопожарных мероприятий на отдельных участках строительства несут соответствующие начальники участков.

К наиболее пожароопасным видам строительно-монтажных работ, осуществляемым при сооружении объектов, относятся газосварочные, малярные и изоляционные работы, работы с клеями, мастиками, горячим битумом, горючесмазочными материалами и т.п.

7.7. САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Производственные процессы на объекте относятся к 1-в группе, согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к зданиям и сооружениям производственного назначения», утвержденным Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72.

В целях предупреждения возникновения заболеваний, связанных с условиями труда, работники, занятые в строительном производстве, проходят обязательные при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры в соответствии с документами государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования.

Строительная площадка должна быть обеспечена аптечкой с медикаментами и средствами для оказания первой помощи.

На территории существующего вахтового поселка, предусмотрены столовая, общежития, медицинские пункты для оказания первой необходимой медицинской помощи. При обнаружении серьезных заболеваний, представляющих угрозу жизни, предусматривается транспортировка больных в ближайшие медицинские учреждения.

Все работники обеспечиваются питьевой водой, качество которой должно соответствовать санитарным требованиям, утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49. Потребность в питьевой воде принимается из расчета 3,0-3,5 л/сут на одного работающего. Питьевая вода – привозная.

Все работники обеспечиваются горячим питанием. Допускается организация питания путем доставки пищи из базовой столовой к месту работы с раздачей и приемом пищи в специально выделенном помещении.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
На территории существующего вахтового поселка, предусмотрены столовая, общежития, медицинские пункты для оказания первой необходимой медицинской помощи. При обнаружении серьезных заболеваний, представляющих угрозу жизни, предусматривается транспортировка больных в ближайшие медицинские учреждения. Все работники обеспечиваются питьевой водой, качество которой должно соответствовать санитарным требованиям, утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № КР ДСМ-49. Потребность в питьевой воде принимается из расчета 3,0-3,5 л/сут на одного работающего. Питьевая вода – привозная. Все работники обеспечиваются горячим питанием. Допускается организация питания путем доставки пищи из базовой столовой к месту работы с раздачей и приемом пищи в специально выделенном помещении.								
					КРГ.005-00-ОПЗ			Лист
								41
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				

Всем работникам необходимо соблюдать режим труда и отдыха – делать два перерыва по 10 минут в течение одной смены. Первый перерыв через 2 часа после начала работы. Второй перерыв за 1,5 часа до окончания. Также регламентируется перерыв для приема пищи не менее получаса.

В соответствии с требованиями п. 166 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утв. приказом МЗ РК от 15.12.2020 г. №КР ДСМ-275/2020 используемые строительные материалы и изделия должны иметь протоколы исследования, подтверждающие их соответствие Гигиеническим нормативам по радиологическим показателям.

При проведении работ по обслуживанию проектируемых объектов должны строго соблюдаться общие требования техники безопасности, вытекающие из действующих правил и инструкций. Для проектируемых объектов дополнительные СЭМ не требуются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	KPG.005-00-ОПЗ			42

8.2.3. Решения по предупреждению аварийных ситуаций

Управление и контроль над процессом осуществляется в автоматическом режиме и при нормальном течении технологического процесса, постоянное пребывания персонала на производственных площадках не требуется.

Так как технологические процессы ведутся на открытом воздухе и без постоянного присутствия обслуживающего персонала, вероятность наступления аварийных ситуаций чрезвычайно мала.

Основные проектные решения, принятые для предупреждения аварийных ситуаций:

- обслуживающий персонал проходит профессиональный отбор, регулярное обучение, инструктаж и проверку знаний и навыков безопасности труда, при производстве работ строго соблюдает Технологический регламент предприятия;
- проектируемые сооружения размещаются на безопасном расстоянии в соответствии с нормативными санитарно-защитными зонами и противопожарными разрывами;
- для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения и контроля параметров рабочей среды (КИПиА);
- организуется ведомственная проверка и контроль над производством, состоянием, применением и ремонтом средств измерений, за соблюдением требований метрологии, установленных нормативными документами;
- защита оборудования и трубопроводов от превышения давления, осуществляется установкой предохранительных клапанов;
- предусмотрено аварийное автоматическое отключение насосных агрегатов;
- на объектах применена полная герметизация технологического процесса;
- вновь смонтированные трубопроводы перед пуском в эксплуатацию подлежат испытанию на прочность и плотность с контролем мест соединений;
- проведение постоянной проверки на предмет целостности и отсутствия дефектов сварных швов трубопроводов;
- предусмотрено применение защитного заземления или зануления электрооборудования;
- все проектируемые сооружения имеют сейсмостойкость 6 баллов.

При выполнении правил безопасности и инструкций по технике безопасности, влияние поражающих факторов на персонал минимально.

Для оказания медицинской помощи пострадавшим в помещении операторной должна находиться медицинская аптечка.

8.2.4. Решения по беспрепятственной эвакуации людей

На территории ДНС-3 постоянное пребывание обслуживающего персонала предусмотрено только в операторной. План эвакуации людей находится в операторной.

Защита персонала на путях эвакуации обеспечивается комплексом объемно-планировочных, конструктивных, инженерно-технических и организационных мероприятий, осуществляемых администрацией месторождения.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист	
			Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	KPG.005-00-ОПЗ	45

8.2.5. Решения по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на проектируемых площадках сил и средств для ликвидации аварий

Промысловые дороги обеспечивают транспортную связь с проектируемым объектом, возможность подъезда и беспрепятственное движение аварийно-спасательных, и пожарных групп для ликвидации аварий и их последствий на группе месторождений Хаиркелды.

Так как объект строительства расположен в значительной удаленности от промышленных и населенных пунктов (см. п. 1.3), то доставка сил и средств для ликвидации аварии на место ЧС займет достаточно длинный период, и поэтому пострадавший персонал предполагается вывозить санитарной авиацией.

8.2.6. Сведения о численности и размещении населения на прилегающей территории – зоне действия поражающих факторов в случае аварий

В связи с достаточной удаленностью группы месторождений Хаиркелды от ближайших населённых пунктов (см п. 1.3), влияние опасных факторов на население отсутствует. В зоне поражающих факторов население не проживает.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	KPG.005-00-ОПЗ	Лист	
						46	

9. НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Ниже представлены нормативные документы, применяемые при разработке рабочего проекта:

- СН РК 1.02.03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство»;
- ГОСТ 21.101-97 «Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями от 04.08.2023 г.);
- Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности», утвержден приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СН РК 3.01-03-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа»;
- СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- МСН 4.02-03-2004 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
- СН РК 2.02-02-2023 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;
- СП РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;
- СН РК 4.02-03-2012 «Системы автоматизации»;
- ПУЭ РК 2015 «Правила устройства электроустановок Республики Казахстан»;
- СН РК 4.04-07-2019 «Электротехнические устройства»;
- СП РК 4.04-109-2013 «Правила проектирования силового и осветительного оборудования промышленных предприятий»;
- СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение»;
- РД 34.51.101-90 «Инструкция по выбору изоляции электроустановок»;
- СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений»;
- СН РК 2.02-01-2023 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СП РК 5.01-102-2013 «Основания зданий и сооружений»;
- СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»;
- СТ РК EN 1090-2-2021 «Изготовление стальных и алюминиевых конструкций»;
- ГОСТ 23118-2019 «Конструкции стальные строительные»

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КРГ.005-00-ОПЗ	Лист	
							47

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КРГ.005-00-ОПЗ	Лист	
							47

- СТ РК EN 206-2017 «Бетон»
- СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»;
- СП РК 1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве» (с изм. от 20.12.2020 г.);
- Закон Республики Казахстан «О гражданской защите».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	KPG.005-00-ОПЗ			48

10. ПРИЛОЖЕНИЯ

"УТВЕРЖДАЮ"
Генеральный директор
ТОО "KAZPETROL GROUP
(КАЗПЕТРОЛ ГРУП)"



ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

1	Полное наименование услуг:	ПСД «Модернизация ДНС-3 в 2026г.»		
2	Цель приобретения услуг:	Обеспечение полноценной сепарации газа на ДНС-3 для улучшения процесса перекачки нефти на ППН ЮХ с помощью МФНУ ГНУ-3400/250		
3	Местоположение объекта:	Республика Казахстан, Кызылординская область, Сырдаринский район, Контрактная территория ТОО "KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)", м/р Хаиркелды Северный, ДНС-3, расстояние от г. Кызылорда 230 км.		
4	Спецификация предоставления услуги:			
№ лот	Наименование услуги	Ед. измерения	Количество	Технические характеристики
1	ПСД «Модернизация ДНС-3 в 2026г.»	услуга	1	Согласно приложению №1
5	Требования к качеству и безопасности предоставляемой услуги:	НГС-25 выполнить в качестве СРД. Рраб.=16кг*с/см2		
5.1	Гарантия качества:	Гарантия на поставляемый товар - 24 месяца с момента ввода в эксплуатацию. В случае выхода из строя в период гарантийного срока, замена производится за счет поставщика в течение 30 календарных дней. Дополнительные условия по гарантии согласно условиям Договора.		
5.2	Нормативно-правовое соответствие:	Потенциальный подрядчик, при оказании услуг обязан выполнить, в соответствии требованиями Заказчика и согласно: • ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов» • СН РК EN 1997-2:2007/2011 «Исследования и испытания грунта». • СП РК1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»; • СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии»; • СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»; • СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»; • Цветовая окраска всех технических сооружений оборудования и прочих наземных сооружений должны соответствовать по общепринятым требованиям нормативных положений РК, а также согласно брэндбука компании Заказчика. • Другие рациональные, национальные и отраслевые стандарты. Все указанные работы должны соответствовать применимым разделам последних редакций нормативно-правовых норм, кодексов и стандартов (и их действующих дополнений), перечень которых приведен выше или ссылки, на которые приведены в настоящем Техническом Задании, за исключением случаев изменения или дополнения в соответствии с требованиями, приведенными в настоящем Техническом Задании.		

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

KPG.005-00-ОПЗ

Лист

49

		В случае отклонений от требований стандартов, Поставщик направляет в адрес ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» запрос на согласование отклонений.
5.3	Гарантийный срок	12 месяцев, после составления актов выполненных работ
5.4	Требования по безопасности	Потенциальный исполнитель при оказании услуг обязан: Соблюдать Правила промышленной безопасности «О гражданской защите Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V ЗРК»; Разработку ПСД провести в соответствии требованиями ст.ст.68,69,71,72,73,122,114 Экологического кодекса и Правилами проведения общественных слушаний приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 3 августа 2021 года №286; Обеспечить сохранность имущества и инженерных коммуникаций Заказчика при проведении полевых работ; Исполнитель при оказании услуг должен обеспечить свой персонал соответствующей спецодеждой; Исполнитель должен обеспечить выполнение всех технологических операций с соблюдением технической и экологической безопасности процесса. Соблюдать все требования Заказчика по ОТ и ТБ и промышленной безопасности, согласно Норм, Правил и законодательства РК. Исполнитель должен обеспечить свой персонал соответствующими СИЗ согласно утвержденного приказа Министра Здравоохранения и социального развития РК от 28 декабря 2015г. За №1054. Соблюдать требования по охране окружающей среды, согласно статье 199 экологического кодекса РК «Общие экологические требования и ответственность природопользователей; Наличие системы контроля за проведением качества работы персонала, постоянный контроль во время производства работ.
6	Условия оказания услуг:	
6.1	Сроки предоставления услуг:	1. Срок разработки проектно-сметной документации 90 календарных дней со дня подписания договора. 2. Для выполнения услуги технического сопровождения при согласовании рабочего проекта и сметной документации в контролирующих органах, определяется срок в 200 календарных дней со дня разработки исполнителем проектно-сметной документации в полном объеме. 3. Общий срок на предоставления услуг указанных в пунктах 1 и 2 составляет не более 290 дней. 4. Календарный график разрабатывается Исполнителем в программе MS Project и предоставляется Заказчику на согласование и утверждение в течение 10 календарных дней со дня подписания договора. 5. Календарный график работ (далее-«КГР») должен быть разработан с полной детализацией по всем процессам изыскательских услуг, проектирования и прохождения этапов экспертизы, соответствия СН РК, для планового контроля исполнения услуг Службой Заказчика каждую декаду месяца. 6. Заказчик согласовывает и утверждает КГР в течение 3 (трех) календарных дней со дня получения разработанно Исполнителем КГР. 7. В случае наличия замечания со стороны Заказчика относительно разработанного Исполнителем КГР, Исполнитель корректирует и устраняет все замечания не позднее 3 (трех) календарных дней со дня получения всех замечаний от Заказчика. 8. В случае нарушения Исполнителем сроков разработки КГР и устранения замечаний Заказчика относительно КГР, будут применяться штрафные санкции согласно договору.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

KPG.005-00-ОПЗ

Лист

50

6.2	Объем услуг:	1. Сбор, изучение и анализ представленной Заказчиком исходной информации. 2. Выезд на место услуги. Оценка текущего состояния объектов и участка проведения услуг. 3. Выработка рекомендаций на подбор материалов, оборудования, технических, проектных решений с учетом требований Заказчика по оптимизации затрат при строительстве объекта проектирования и в период его эксплуатации. 4. Оценка возможных осложнений в процессе строительства и эксплуатации объекта проектирования. 5. Разработку рабочего проекта в соответствии с техническим заданием (приложение №1). 6. Техническое сопровождение при согласовании рабочего проекта и сметной документации в контролирующих органах.
6.3	Требование к Исполнителю, оборудованию	Исполнитель проекта должен предоставить: • Исполнитель при оказании услуг обязан использовать только сертифицированное, поверенное оборудование и инвентарь. При оказании услуг применяется оборудование, инвентарь, расходные материалы Исполнителя • Исполнитель должен гарантировать, что все необходимые оборудования, для проведения работ, сертифицировано, находится в исправном состоянии, прошло регулярную проверку на соответствие ТУ, и срок службы не превышает паспортному.
7	Порядок исполнения услуг и условия оплаты:	
7.1	Порядок оказания услуг	1. Все услуги выполняются в соответствии с Техническим Заданием и календарным графиком выполнения Работ(далее КГР), который должен быть разработан и представлен на согласование Заказчику в течение 10 календарных дней с момента подписания Договора. Предоставление услуг без согласованного и утвержденного Заказчиком КГР не допускается. 2. Приемка рабочего проекта осуществляется путем подписания всеми сторонами финального Акта выполненных услуг, с предоставлением отчета Исполнителя о технических и иных характеристиках реализованного Проекта: • Отчет по топографо-геодезическим изысканиям • Отчет по инженерно-геологическим изысканиям • Сметная документация; • Технологический регламент. • План ликвидации возможных аварий. • Document Review Comment sheet / Лист с комментариями к проектным документам (transmittal). 3. Положительное заключение Госорганов (Госэкспертиза, СЭС, ЧС, Экология). 4. Проектно-сметная документация предоставляется на русском языке в печатном варианте в 4-х экз. (при этом, ООС и материалы по Инженерным изысканиям по 2 экз.) и 1 экз. в электронном варианте в программе AutoCAD-2010 и PDF на CD диске.
7.2	Расчет цены за оказанные услуги	Все расходы связанные с оказанием услуги, транспортные, питание, проживание и любые иные расходы исполнитель осуществляет самостоятельно, в том числе оплату услуг прохождения экспертного заключения на заключительном этапе разработки проекта (СЭС, ЧС и пр., в том числе Архитектурно-планировочное задание). Заключение договоров на услуги и оплату за проведение Экологической и Гос. экспертизы проекта осуществляет Заказчик, при этом Генпроектировщик проводит сопровождение проекта в полном объеме до момента получения положительного заключения Экологической и Гос. Экспертиз и несет ответственность за полноту и

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

KPG.005-00-ОПЗ

Лист

51

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

		соответствие проектных решений регламентирующим и нормативным требованиям РК.
8	Обязанности исполнителя проекта:	Исполнитель проекта обязан: - Персонал Исполнителя проекта должен иметь допуски и разрешения согласно законодательству РК для доступа на объекты месторождения. - Исполнитель проекта должен назначить ответственных лиц для предоставления услуги и передать контакты Службе Заказчика. - В случае необходимости посетить Объект. В случае возникновения других предложений, обоснованных нормами и правилами строительства в решении вопросов, обсудить их с Заказчиком. Авторский надзор произвести по отдельному Договору гражданско-правового характера с Заказчиком в соответствии с требованиями и нормами РК (В ценовом предложении отдельно указать стоимость на услугу авторского надзора) Исполнитель проекта имеет право: Своевременно получать все необходимую информацию для предоставления услуг. Информировать о предстоящей услуге, организовать собрания по рассмотрению вопросов выполнения объема предоставление услуг. Согласовать даты и срок пребывания на объекте Заказчика.
9	Потенциальный Исполнитель должен предоставить:	В момент подачи конкурсной заявки перечень обязательных документов предоставляемых исполнителем проекта организации: - Сертификат ISO 9001:2015. - Государственная лицензия на разработку проектно-сметной документации 1 категории; лицензия Экологическое проектирование 1 категории; - Предоставить информацию о наличии в штате организации необходимых специалистов для разработки проектно-сметной документации: дипломы, приказы о назначении; - Сотрудники Исполнителя должны иметь допуски по промышленной безопасности (удостоверения Промышленной безопасности, пожарно-технического минимума и охраны труда). - Подтверждающие документы о наличии программного обеспечения AutoCad, MS office, MS Project. - Предоставление подтверждения наличия маркшейдерской службы; - Наличие сертифицированных измерительных приборов, прошедшее ежегодную проверку (акт поверки 2024 года, технический паспорт). - Наличие современных расчетных программ (последних версий, в которых реализованы новые нормативы СП РК EN);
10	Обязанности Заказчика	Заказчик обязуется: - Оформлять допуск Исполнителю проекта к обслуживаемым установкам на объект путем оформления соответствующих пропусков и допусков в случае соответствия персонала Исполнителя проекта требованиям ПЭБОТ. При этом Исполнитель проекта должен предоставить список лиц и транспортных средств, привлекаемых для выполнения Услуг; - Инструктировать Исполнителя проекта по правилам техники безопасности и пожарной безопасности, действующим на объекте; - Представлять Исполнителю проекта необходимую документацию, для выполнения Услуг; - Своевременно рассматривать и согласовывать предоставляемую документацию; - Вести контроль над исполнением объема предоставляемых услуг. - Разработать план природоохранных мероприятий для получения разрешения на эмиссии на период строительства и

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

KPG.005-00-ОПЗ

Лист

52

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		

		эксплуатации объекта при технической поддержке Исполнителя проекта (при необходимости). Заказчик имеет право: - Представитель Заказчика имеет право беспрепятственного доступа ко всем видам услуг в любое время, а также по контрольным точкам мониторинга разделов проектирования по календарному графику, в течение всего срока для проверки качества предоставляемых услуг, не вмешиваясь в деятельность Исполнителя проекта. - В случае обнаружения нарушений требований ПЭБОТ со стороны Исполнителя проекта препятствующих безопасному предоставляемому услуге, заказчик имеет право остановки данных услуг до устранения выявленных нарушений. - Ответственность за сроки выполнения работ в этом случае возлагается на Исполнителя проекта. Если во время поэтапного приема объема работ, будут выявлены недостатки, назначить Исполнителю проекта срок для их устранения, в том случае когда недостатки имеют незначительный объем и не влияют на главные пункты Договора, относительно срока и стоимости.
11	Требование к системе контроля	Исполнитель проекта обеспечивает наличие квалифицированного и опытного персонала, способного выполнять требования по контролю выполнения Услуг и предоставлению отчетности, установленные нормами и процедурами контроля реализации проекта Заказчика. ДОКУМЕНТООБОРОТ Основной задачей Заказчика и Исполнителя проекта в данной сфере является применение эффективной системы управления документами, чтобы обеспечить систематический и планомерный контроль/идентификацию и учет документов в течение всего периода реализации Услуг. Следующие процессы контроля документооборота обеспечат Исполнителя проекта руководством и общим пониманием того, что нужно Заказчику: весь документооборот должен осуществляться через представителя Заказчика (Координатор по документообороту) и представителя Исполнителя проекта ответственного за обмен проектной документации; - нумерация, проверка, утверждение, присвоение ревизий и передача всех документов осуществляется в соответствии с Процедурой по управлению документооборотом Заказчика; - всей корреспонденции, циркулирующей между сторонами на протяжении всего проекта, присваивается Исполнителем проекта индивидуальный идентификационный номер в последовательном порядке; - вся корреспонденция между Заказчиком и Исполнителем проекта ведется на русском языке; - необходимо обеспечить рассылку последних ревизий документов в пользование; - необходимо обеспечить прослеживаемость документов посредством соответствующей нумерации; - Исполнитель проекта обеспечивает предоставление Заказчику пакета окончательной документации, выполненную в соответствии с действующими нормами, правилами, стандартами и соответствующими нормативными документами РК и Процедурами Заказчика на русском языке за исключением документации, полученной от государственных органов, в общедоступном формате файлов в количестве: а) 4 экземпляров печатного варианта на бумажном носителе; б) 1 экземпляр на компакт-диске. УПРАВЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯМИ При выявлении изменений, Исполнитель проекта немедленно предоставляет Заказчику запрос на внесение изменений в форме заявки, которая включается в процесс Контроля внесения изменений,

		чтобы получить соответствующее согласование. Весь процесс управления изменениями осуществляется в соответствии с процедурой управления изменениями Заказчика или Исполнителя проекта. Исполнитель проекта обращает внимание на любые существенные несоответствия, которые возникают в процессе исполнения Договора (т.е. Изменение объемов услуг, процессы изменения исходных условий и т.п.). Исполнитель проекта составляет запрос на внесение изменений и предоставляет на утверждение Заказчику в отношении любых изменений, влияющих на намеченные цели и базовую структуру объемов услуг. Изменение/корректировка плановых значений, данных в графике осуществляется только после утверждения соответствующего запроса на внесение изменений у Заказчика. К услугам по внесению изменений можно приступить только после утверждения таких изменений.
12	Контактное лицо Заказчика:	ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» Республика Казахстан, г.Кызылорда Нурмушев Нурлан Еркенович Ведущий инженер ОМТС ул. Желтоксан 12, 7 этаж. тел: +7 7242 907 177, 907 178 доб 2529 моб +7 771 130 70 40 whats app +7 707 511 14 81 n.nurmushev@kzpg.kz

Начальник ОКС:
(Инициатор закупа, должность)

Подпись

Ким В.А.
(ФИО)

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

KPG.005-00-ОПЗ

Лист

54

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на ПСД «Модернизация ДНС-3 в 2026г.»

№ п\п	Наименование	Содержание основных данных и требований
1	Наименование проекта	ПСД «Модернизация ДНС-3 в 2026г.»
2	Местоположение объекта	Контрактная территория ТОО "KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)", м/р Хаиркелды Северный, ДНС-3.
3	Вид проектирования	Модернизация
4	Основание для проектирования	Техническое задание на проектно-сметную документацию
5	Стадийность выполнения проекта	Одностадийное: Рабочий проект
6	Уровень ответственности объекта строительства	Определить рабочим проектом
7	Основные технико-экономические показатели объекта, в том числе мощность, производительность.	1. Объем по жидкости на 2026 год – 584 000м3/год, с увеличением до 1095 000м3/год на 2032г. 2. Строительство будет осуществляться на действующем объекте 3. Режим работы объекта и установок непрерывный, круглосуточный с расчетной продолжительностью технологического процесса 365 суток в год. 4. Климатические условия УХЛ.
8	Проектирование	Требования к проектированию: 1. Запроектировать нефтегазовый сепаратор объемом 25м3(НГС-25м3) на ДНС-3. 2. Технологически НГС-25м3 разместить после действующих АГЗУ-1,2,3 перед фильтрами ФС-250. 3. Выкидной газопровод с НГС-25 обвязать с существующим вертикальным сепаратором (БВСТ-4,0-500) 4. Газопровод с существующего вертикального сепаратора (БВСТ-4,0-500) спроектировать с подключением в действующий газопровод Ду-250 и подключить по действующей газовой линии на путевой подогреватель ПНПТ-1,6. 5. Вход продукта в НГС-25м3 спроектировать с действующего трубопровода после АГЗУ-1;2;3 6. Выход продукта спроектировать на прием действующих насосов. 7. На НГС-25м3 предусмотреть дренажные линии, линии ППК, байпасную линию минуя НГС. 8. При проектировании применить существующие дренажные линии. 9. На НГС-25м3 предусмотреть контроль за уровнем жидкости с помощью регулирующего клапана на выкидном трубопроводе по продукту (НСЖ) на вход фильтров ФС-250 и далее на прием ГНУ-3400/250 с СУ РЭП. 10. При проектировании предусмотреть проектом антикоррозийную защиту подземных и надземных стальных трубопроводов.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

KPG.005-00-ОПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		

		11. При проектировании предусмотреть утепление трубопроводов и НГС с применением электрических кабельных нагревателей. 12. Предусмотреть пробозаборное устройства для отбора пробы газа и жидкости. Требования по АСУ ТП и КИПиА 1. Предусмотреть приборы контроля технологического процесса на НГС-25м3: давление, общий уровень жидкости. 2. При проектировании предусмотреть передачу данных в существующий АРМ оператора, с подключением к существующему контроллеру в шкафу управления. 3. Контрольно-измерительные приборы должны быть способны функционировать в влажной и коррозионно-активной атмосфере в интервале температур от -40°C до +50°C 4. Предусмотреть степень защиты от влаги и проникновения пыли и должны быть не ниже IP 54. 5. Все приборы и средства автоматизации смонтировать с учётом удобств в обслуживании. 6. Проектом предусмотреть прокладку кабеля с соблюдением нормативных расстояний по ПУЭ. 7. При проектировании оформлять и заполнять опросные листы, технических спецификаций на оборудование и материалы с предварительным согласованием с Заказчиком Общие требования: Принятые технологии, оборудование, строительные решения и эксплуатация оборудования должны иметь соответствующие разрешения на применение и соответствовать требованиям действующих норм и правил охраны труда, промышленной и пожарной безопасности РК.
9	Требования к оборудованию, строительным решениям и конструкциям	1. Применяемые оборудования должны быть новым, с заводскими гарантиями. 2. Применить трубопроводы бесшовные стальные; 3. Предусмотреть выполнение гидравлического и газодинамического расчётов на перекачку среды для определения диаметров трубопроводов и их технических характеристик, с последующим согласованием с Заказчиком до оформления ПСД; 4. При проектировании фундаментов и конструкций учитывать агрессивность грунтов и грунтовых вод к бетону и металлу; 5. Проектирование систем автоматизации, контроля и управления выполнить на базе технических и программных средств, прошедших испытание на объектах Заказчика. 6. Принятые технологии, строительные решения, должны соответствовать нормам РК по качеству. 7. Проектом предусмотреть сооружения и меры в соответствии с требованиями ТБ, ЧС и др. 8. Выполнить комплекс инженерно-геологических изысканий; 9. Оформлять и заполнять опросные листы технических спецификаций на оборудование и материалы с предварительным согласованием с Заказчиком; 10. Все технические решения согласовать с Заказчиком; 11. Цветовая окраска всех технических сооружений оборудования и прочих наземных сооружений должен соответствовать по общепринятым требованиям

		нормативных положений РК, а также согласно брендбука компании Заказчика.
10	Требования к инженерным изысканиям	Выполнить комплексные (геодезия и геология) инженерные изыскания согласно нормативным документам РК, в объеме, необходимом для выполнения проектных и строительно-монтажных работ. Инженерные изыскания выполнить в соответствии с требованиями СНиП 11-02-96 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения» в объеме, необходимом для полноценного выполнения проектных и строительно-монтажных работ.
11	Требования пожарной безопасности	Соблюдать все требования Заказчика по пожарной безопасности согласно Норм, Правил и законодательства РК.
12	Защита окружающей среды	Разделы «Охрана окружающей среды» должны быть разработаны в соответствии с пунктами 5,6,7 статьи 39, статьи 41, статьи 106 с пунктом 1 статьи 106, статей 202-206 Экологического Кодекса РК. Согласно пунктам 3, 4, 6 статьи 12 Экологического Кодекса ЭК, а также Инструкции по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду (Приказ МЭГиПР РК от 13 июля 2021 года № 246), раздел «Охрана окружающей среды» будет включен в проект Нормативов допустимых выбросов (НДВ). Поставщик услуг (разработчик раздела «Охрана окружающей среды») несет ответственность за предоставляемые расчеты нормативов. В случае получения замечаний при проведении государственной экологической экспертизы проекта НДВ (касательно части Раздела «Охрана окружающей среды»), все выявленные замечания должны быть устранены в установленные сроки. Проект НДВ проходит общественное слушание (пп. 4 пункта 6 Правил проведения общественных слушаний. Приказ и.о. МЭГиПР РК от 3 августа 2021 года № 286), в связи с этим, участие поставщика услуг (разработчиков раздела «Охрана окружающей среды») в общественном слушании является обязательным.
13	Требования по охране труда и техники безопасности	Принятые технологии, оборудование, строительные решения и эксплуатации оборудования должны иметь соответствующие разрешения ТР ТС на применение и соответствовать требованиям действующих норм и правил охраны труда, промышленной и пожарной безопасности РК.
14	Требования к системе антитеррористической защиты объектов, уязвимых в террористическом отношении	Предусмотреть согласно утвержденного постановления Правительства РК за №191 от 03 апреля 2015 года
15	Требования к определению стоимости строительства и технико-экономических показателей	Расчет стоимости строительства выполнить в тенге в порядке, принятом в РК для строительных организаций.
16	Требования к разработке специальных разделов	Разработку проектной документации выполнить в соответствии с требованиями СНиП РК, Заказчика и других действующих норм и правил РК.
17	Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям	Согласно нормам и требованиям государственных стандартов РК
18	Требования к составу и содержанию проектно-сметной документации	Разработку проектной документации выполнить в соответствии с требованиями СНиП РК и других действующих норм и правил РК. В состав РД включить: 1. Отчет по топографо-геодезическим изысканиям

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

KPG.005-00-ОПЗ

Лист

57

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

25	Исходные данные	1. ТУ на проектирование: • на подключение к существующим АГЗУ • на подключение к существующим электросетям • на подключение к существующим системам автоматизации и связи. 2. Ориентировочная схема (Ситуационный план) 3. Правоустанавливающие документы на землю. 4. План природоохранных мероприятий (ППМ)
----	-----------------	---

«СОГЛАСОВАНО»

Директор по производству:



Е.Х.Альжанов

Заместитель директора по производству
по техническим вопросам:



Д.Р. Залихов

Главный технолог:



И.Ф.Марданшин

Заместитель директора
департамента геологии и разработки:



В.В. Шин

Руководитель промысла:



Э.Н. Демесинов

Начальник ПТО:



Р.П.Унгаров

Главный-электрик:



Д.И.Попов

Начальник МехО:



О.М. Кебадзе

Начальник ПБ, ОТ, ГО и ЧС:



Р.У. Шокатаев

Начальник ОИТ:



В.Ж.Устармагатов

Начальник отдела ООС:



М.Н. Бекенов

Инженер КИПиА:

А.Жумагазиев/К.Уразбеков

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						КРГ.005-00-ОПЗ	Лист
			Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		59