ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM»

ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)

III-я очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ в 2026 г

Рабочий Проект

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Объект № KPG.007-00

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 6
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 13
2.2. Планировочные решения 14
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 17
3.2.2. Площадка блока дозирования реагента БР-1 на ДНС-2 17
3.2.3. Площадка блока дозирования реагента БР-1 на ДНС-3 18
3.2.4. Площадка блока дозирования реагента БР-1 на ДНС-4 18
3.2.5. Опоры межплощадочных технологических трубопроводов 19
3.2.6. Площадка нефтегазового сепаратора С-1 19
3.2.7. Площадка ресивера газа РГ-4 и газового сепаратора ГС-3 21
3.3. Специальные защитные мероприятия 22
3.4. Принятые материалы 22
4. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА 23
4.1. Исходные данные для проектирования 23
4.2. Существующее положение 25
4.3. Технологические решения 25

4.3.1. Технологическая схема ППН ЮХ ... 25
4.3.2. Технологическая схема ДНС-2, ДНС-3, ДНС-4 ... 27
4.3.3. Проектируемые сооружения и оборудование ... 28
4.3.4. Технологические трубопроводы ... 29
4.4. Характеристика технологического оборудования ... 30
4.5. Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности ... 31
4.6. Срок эксплуатации технологического оборудования, арматуры и трубопроводов ... 33
4.7. Режим работы и численность персонала ... 33
5. Электроснабжение ... 34
5.1. Исходные данные ... 34
5.2. Климатические условия в районе строительства ... 34
5.3. Существующее положение ... 34
5.4. Основные проектные решения ... 35
5.4.1. Потребители электроэнергии и электрические нагрузки ... 35
5.4.2. Схема электроснабжения ... 35
5.4.3. Силовое электрооборудование ... 36
5.4.4. Электрообогрев ... 36
5.4.5. Кабельные линии ... 37
5.5. Защитные мероприятия ... 38
6. Автоматизация комплексная ... 39
6.1. Исходные данные для проектирования ... 39
6.2. Существующее положение ... 39
6.3. Объекты автоматизации и контроля ... 39
6.3.1. Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды С-7 ... 40
6.3.2. Нефтегазовый сепаратор С-4 (существующий) ... 40
6.3.3. Площадка ГС-3 и РГ-4 ... 40
6.3.4. ДНС-2. Блок химреагентов БДР-101 ... 40
6.3.5. ДНС-3. Блок химреагентов БДР-191 ... 41
6.3.6. ДНС-4. Блок химреагентов БДР-201 ... 41
6.4. Технические средства контроля и автоматики ... 41
6.4.1. Средства автоматизации нижнего уровня ... 41
6.4.2. Средства автоматизации среднего уровня ... 42
6.4.3. Средства автоматизации верхнего уровня ... 42
6.4.4. Газовая сигнализация ... 43
6.4.5. Пожарная сигнализация ... 43
6.5. Кабельные проводки ... 44
6.6. Электропитание ... 44
6.7. Рекомендации по технике безопасности ... 44
7. Мероприятия по охране труда, технике безопасности и пожарной безопасности 46

7.1. Общие сведения 46
7.2. Мероприятия по ТБ в технологических решениях 47
7.3. Мероприятия по ТБ при генеральном планировании 48
7.4. Мероприятия по ТБ в строительных решениях 48
7.5. Мероприятия по ТБ в электротехнических решениях 48
7.6. Пожарная безопасность 49
7.7. Санитарно-эпидемиологические мероприятия 49
8. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций 51
8.1. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны 51
8.1.1. Обоснование прекращения деятельности или перемещения объекта в другое место в военное время 51
8.2. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций 52
8.2.1. Возможные опасные факторы. Источники и причины ЧС 52
8.2.2. Анализ возможных опасностей и зоны действия опасных факторов 52
8.2.3. Решения по предупреждению аварийных ситуаций 53
8.2.4. Решения по беспрепятственной эвакуации людей 53
8.2.5. Решения по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на проектируемых площадках сил и средств для ликвидации аварий 54
8.2.6. Сведения о численности и размещении населения на прилегающей территории – зоне действия поражающих факторов в случае аварий 54
9. Нормативные документы 55
10. Приложения 56

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Основание для проектирования

Основанием для выполнения Рабочего проекта «III-я очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ в 2026 г.» ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) являются:

- Договор № Z-26/7 от 13 февраля 2026 г.;
- Задание на проектирование (Приложение №1 к технической спецификации);
- Исходные данные, предоставленные Заказчиком.

Вид строительства – модернизация.

Начало строительства – 2027 год, II квартал. Окончание строительства – 2027 год.

Расчетная продолжительность строительства составляет 3 мес. (в том числе подготовительный период 0,4 мес.).

Уровень ответственности объекта строительства – Технически сложный объект I (повышенного) уровня ответственности.

Расположение объекта – Республика Казахстан, Кызылординская область, контрактная территория ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП), месторождение Хаиркелды Южный.

Заказчик – ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП).

Генеральная проектная организация – ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» (Гос. лицензия №. 14009567 от 30 июня 2014 г., лицензия на изыскательскую деятельность ГСЛ № 011587 от 05.05.2006 г., лицензия на выполнение работ и услуг в области охраны окружающей среды 01326Р № 00442716 от 9 дек. 2009 г.).

Комплексные инженерно-геологические изыскания выполнены ТОО «GeoProGlobal» (лицензия на изыскательскую деятельность № 20006797 от 14.05.2020 г.).

1.2. Исходные данные

Документы, предоставленные в качестве исходных данных для проектирования:

- Ситуационный план месторождения;
- Физико-химические свойства нефтегазовой смеси;
- Технические условия на электроснабжение;
- Материалы ранее выполненных проектов;
- Отчет о геодезических изысканиях, выполненных ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», от 2026 г.;
- Отчет о геологических изысканиях, выполненных ТОО «GeoProGlobal» от 2026 г.

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 °С (до –37,2 °С), летом +27,8 °С (до +45,6 °С).

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, добываемая на месторождениях Юго-Западный Хаиркелды, Центральный Хаиркелды и Северный Хаиркелды, в смеси транспортируется на пункт подготовки нефти (ППН) Южный Хаиркелды. На ППН также поступает сырая нефть, добываемая на месторождении Южный Хаиркелды и прошедшая через автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ).

Перекачка сырой нефти по общему трубопроводу на ППН Южный Хаиркелды осуществляется следующими дожимными насосными станциями (ДНС):

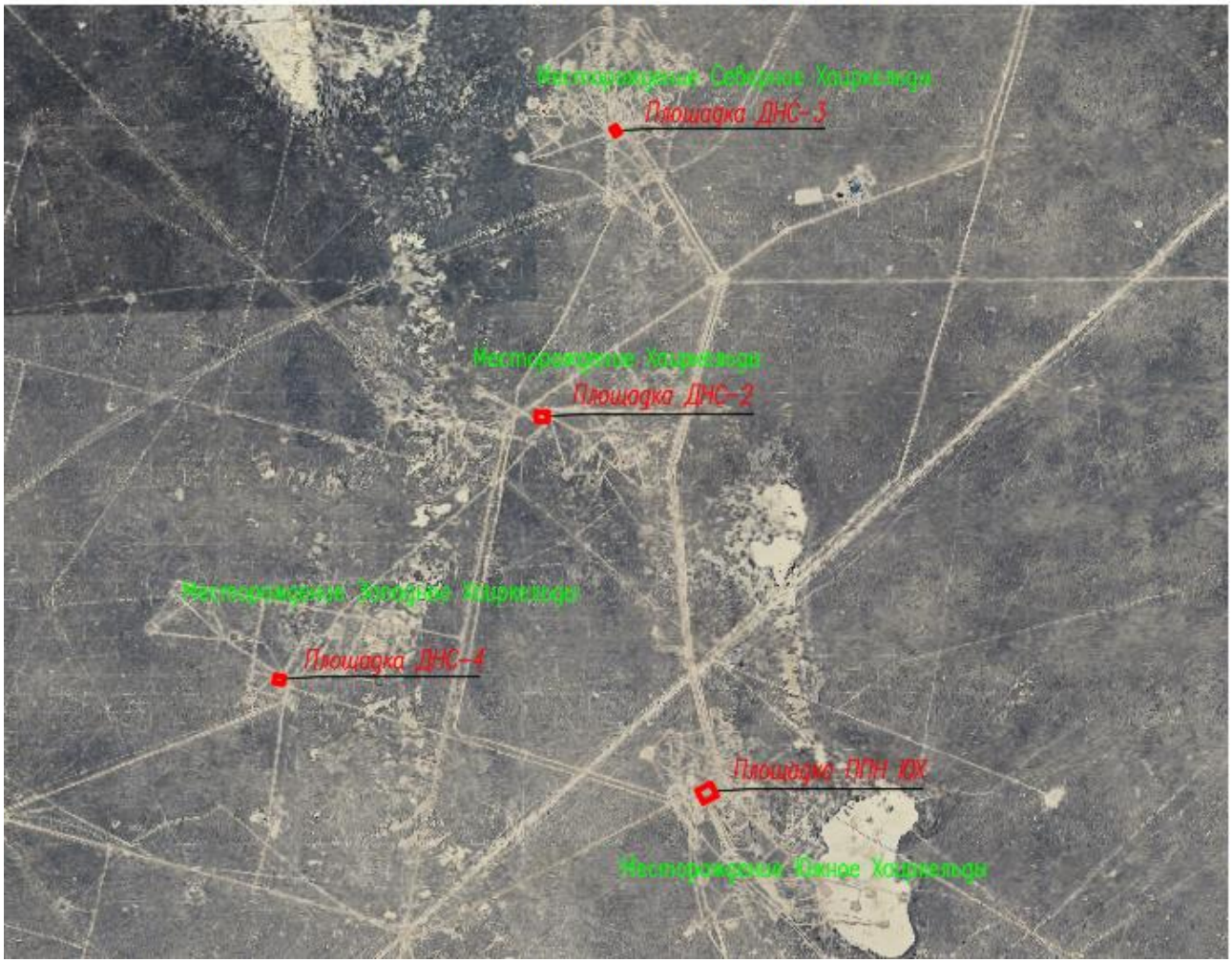
- ДНС-4 месторождения Юго-Западный Хаиркелды;
- ДНС-2 месторождения Центральный Хаиркелды;
- ДНС-3 месторождения Северный Хаиркелды.

Предварительный сброс пластовой воды на ДНС не предусмотрен.

На ППН Южный Хаиркелды осуществляется подготовка нефти и отделение пластовой воды, поступающей в составе продукции четырех месторождений: Центральный Хаиркелды, Северный Хаиркелды, Юго-Западный Хаиркелды и Южный Хаиркелды.

Объем водогазожидкостной смеси, поступающей на ППН ЮХ, в настоящее время составляет 2 829 м³/сут.

Схема расположения объектов строительства



1.5. Основные проектные решения

В целях обеспечения требуемой производительности ППН Южный Хаиркелды в условиях роста объемов добычи и поступления нефтегазоводяной смеси, превышающих допустимую проектную нагрузку более чем на 100 % в период 2025-2032 гг., проектом предусматривается модернизация ППН Южный Хаиркелды.

Модернизация ППН ЮХ предусматривает выполнение следующих мероприятий:

- установку дополнительного нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ-50, работающего параллельно существующему сепаратору НГС-50;
- перевод существующего нефтегазового сепаратора НГС-50 в режим работы нефтегазового сепаратора со сбросом воды (НГСВ);
- установку ресивера газа РГ-10 и газового сепаратора ГС-0,8;
- установку маточного коллектора в резервуар хранения воды РВС-2000;
- установку блоков дозирования химических реагентов на дожимных насосных станциях ДНС-2, ДНС-3 и ДНС-4.

1.6. Состав проекта

Рабочий проект «III-я очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ в 2026 г.» состоит из следующих разделов:

- Генеральный план (ГП);
- Архитектурно-строительные решения (АС);
- Технология производства (ТХ);
- Электроснабжение (ЭС);
- Автоматизация технологического процесса (АТХ);
- Комплексные инженерные изыскания (ИИ);
- Охрана окружающей среды (ООС);
- Сметная документация (для внутреннего пользования) (См).

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

2. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

2.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

2.1.1. Общие данные

Раздел «Генеральный план» рабочего проекта «III-я очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ 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 работ резко континентальный, крайне засушливый, формирующийся под влиянием пустынной зоны Туранской низменности.

Для климата характерны значительные годовые и суточные колебания температуры воздуха, малое количество атмосферных осадков, высокая сухость воздуха и интенсивная солнечная радиация.

Зима сравнительно короткая, малоснежная, с частыми вторжениями холодных воздушных масс. Средняя температура января составляет минус 8 – 12 °С. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает минус 35 – 40 °С.

Лето продолжительное, жаркое и сухое. Средняя температура июля составляет плюс 26 – 29 °С, а максимальная температура воздуха в отдельные годы достигает плюс 45 – 47 °С.

Среднегодовая температура воздуха составляет около плюс 9 – 11 °С. Продолжительность безморозного периода составляет 180 – 220 суток.

Среднегодовое количество атмосферных осадков невелико и составляет 100 – 150 мм. Основная часть осадков выпадает в весенний период. Снежный покров неустойчивый, небольшой мощности и сохраняется непродолжительное время.

Для района характерны сильные ветры, суховеи и пыльные бури. Преобладающее направление ветров – восточное и северо-восточное зимой, западное и северо-западное летом. Средняя скорость ветра составляет 4 – 6 м/с, при неблагоприятных погодных условиях порывы могут превышать 15 – 20 м/с.

Климатические условия района способствуют интенсивному испарению влаги и развитию процессов засоления грунтов, что необходимо учитывать при проектировании и строительстве сооружений.

Основные климатические параметры, характерные для района работ, приводятся ниже, по данным характеристик метеостанции Кызылординской области, г. Кызылорда согласно СП РК 2.04-01-2017* «Строительная климатология».

Температура воздуха °С, холодного периода года:

Абсолютная минимальная	Наиболее холодных суток обеспеченностью		Наиболее холодной пятидневки обеспеченностью		Обеспеченностью 0,94
	0,98	0,92	0,98	0,92	
-37,2	-29,4	-25,6	-27,8	-24,5	-11,7

Средняя продолжительность (сут.) и температура воздуха (°С) периодов со средней суточной температурой воздуха, °С, не выше 0, 8, 10, холодного периода года:

0		8		10		Дата начала и окончания отопительного периода (период с температурой воздуха не выше 8°С)	
продолжит.	°С	продолжит.	°С	продолжит.	°С	начало	конец
109	-5,0	164	-0,9	178	-1,0	20.10	02.04

- Среднее число дней с оттепелью за декабрь-февраль – 7;
- Средняя месячная относительная влажность в 15 ч. наиболее холодного месяца (января) – 69 %;
- Среднее количество (сумма) осадков за ноябрь-март – 86 мм;
- Среднее месячное атмосферное давление на высоте установки барометра за январь – 1009,8 гПа;

Ветер холодного периода года:

Преобладающее направление за декабрь-февраль	Средняя скорость за отопительный период, м/с	Максимальная из средних скоростей по румбам в январе, м/с	Среднее число дней со скоростью ≥ 10 м/с при отрицательной температуре воздуха
СВ	2,7	6,4	3

Температура воздуха, °С, теплого периода года:

Атмосферное давление на высоте установки барометра, гПа		Высота барометра над уровнем моря, м	Температура воздуха, °С					
			обеспеченностью				средняя максимальная наиболее теплого месяца года (июля)	абсолютная максимальная
среднее месячное за июль	среднее за год		0,95	0,96	0,98	0,99		
991,9	1002,5	129,8	32,6	33,4	35,4	36,9	34,4	45,6

– Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца (июля) – 24 %;

– Среднее количество (сумма) осадков за апрель-октябрь – 71 мм;

– Суточный максимум осадков за теплый периода года:

средний из максимальных – 17 мм;

наибольший из максимальных – 54 мм;

– Преобладающее направление ветра (румбы) за июнь-август – СВ;

– Минимальная из средних скоростей ветра по румбам в июле – 1,8 м/с;

– Повторяемость штилей теплого периода года – 17%;

Средняя месячная и годовая температуры воздуха, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-7,7	-6,1	2,0	13,2	20,3	26,0	27,8	25,3	18,6	9,8	1,7	-4,7	10,5

Средняя за месяц и год амплитуды температуры воздуха, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
9,9	10,9	12,3	14,4	15,5	16	16	16,4	17,1	15,9	12,4	9,7	13,9

Среднее за год число дней с температурой воздуха ниже и выше заданных пределов, °С

Среднее число дней с минимальной температурой воздуха равной и ниже			Среднее число дней с максимальной температурой воздуха равной и выше		
-35°С	-30°С	-25°С	25°С	30°С	34°С
0,0	0,1	1,6	140,6	93,7	47,3

Нормативная глубина промерзания грунта, м

суглинков и глин	супесей и песков мелких и пылеватых	песков гравелистых, крупных и средней крупности	крупнообломочных грунтов
1,31	1,59	1,70	1,95

Нормативная глубина проникновения 0° изотермы в грунте максимум обеспеченностью 0,90 и 0,98, см

Максимум обеспеченностью	
0,90	0,98
100,0	150,0

- Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов определена согласно СП РК 5.01-102- 2013,
- супесей, песков мелких и пылеватых – 0,28 м;
- песков гравелистых, крупных и средней крупности – 0,30 м;
- крупнообломочных грунтов – 0,34 м.

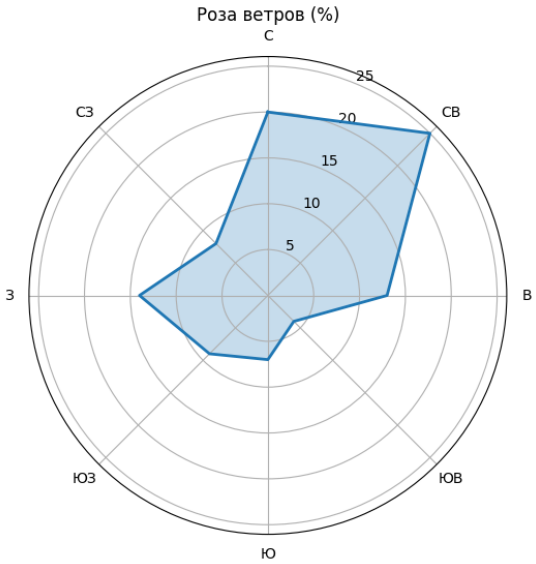
Средняя за месяц и год относительная влажность, %

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
79	76	70	52	46	42	43	43	47	58	74	79	59

Снежный покров

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

Среднегодовая роза ветров, %



- Климатический район для строительства IVА.
- Давление ветра – 0,77 кПа.
- Ветровой район – IV.
- Базовая скорость ветра – 0,35 м/с.
- Снеговая нагрузка на грунт – 0,8 кПа.
- Снеговой район – I.
- Чрезвычайный снеговой район – I.
- Чрезвычайная снеговая нагрузка на грунт – 1,6 кПа.
- Дорожно-климатическая зона – V.

2.1.4. Геологическое строение и гидрогеологические условия

В результате анализа частных значений показателей физико-механических свойств грунтов, определенных лабораторными и полевыми методами с учетом данных о геологическом строении и литологических особенностях грунтов, в преде-лах изученной толщи грунтов (вся исследуемая площадка) до глубины 4,0 м (сверху вниз) выделено 3 (три) инженерно-геологических элемента (ИГЭ), описание которых приводится ниже:

(ИГЭ-1) Насыпной грунт коричневого цвета, представлен песком средней крупности, малой степени водонасыщения, рыхлый, с прослойками глины, с вклю-чением гравия и щебня различной крупности. Мощность слоя составляет: 1,7 м.

(ИГЭ-2) Песок коричневого цвета, средней крупности, малой степени водонасыщения, рыхлый, с включением гравия. Мощность слоя составляет: 1,4 м.

(ИГЭ-3) Глина зеленовато-серого цвета, легкая пылеватая, твердая, с прослойками песка. Мощность слоя составляет: 0,9 м.

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.

Проектом предусматривается модернизация существующих объектов ППН Южный Хаиркелды в связи с увеличением объемов поступающей продукции месторождений Южный Хаиркелды, Центральный Хаиркелды, Северный Хаиркелды и Юго-Западный Хаиркелды.

В границах существующей площадки ППН предусматривается установка нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ-50 (С-7), площадка газового сепаратора ГС-3 и ресивера газа РГ-4, а также дооснащение существующих технологических объектов. На площадках ДНС-2, ДНС-3 и ДНС-4 предусматривается размещение блоков дозирования химических реагентов БДР УДЭ-1,0/16.

Проектные решения приняты с использованием существующей инфраструктуры и без расширения границ производственных площадок.

Площадка нефтегазового сепаратора со сбросом воды С-7 примыкает к существующей площадке сепарационной установки С-1,2,3, Е-1,ГС-1,насосов откачки нефти Н-3А/Б, накопительной емкости Е-1, 2. Размеры в плане в осях 8,0 х15,0 м.

Площадка газового сепаратора ГС-3 и ресивера газа РГ-4 расположена восточной стороны существующей площадки ЩСУ на расстояние 11,3 м. Размеры в плане 3,0 х 5,7м

Площадка блока дозирования реагента БДР выполнена на бетонном основании с размерами в плане в осях составляют 2,5 × 3,0 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.

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.

3. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

3.1. ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки рабочего проекта «III-я очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ в 2026 г.» ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) является:

- Договор № Z-26/7 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 IV ветрового района по НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017 – 77 кг/м²;
- сейсмичность района, согласно СП РК 2.03-30-2017 – 5 баллов;
- сейсмичность площадки строительства в соответствии с табл. 6.2 СП РК 2.03-30-2017* по картам ОСЗ-2475 составляет 5 баллов.
- Нормативная глубина сезонного промерзания суглинка будет равна 1,31 м; супеси,
- песков мелких и пылеватых – 1,59 м, песков средней крупности – 1,70 м.
- На рассматриваемом участке инженерно-геологическими выработками глубиной 1,7-4,0 м подземные воды не вскрыты.
- По данным инженерно-геологических изысканий в пределах сжимаемой толщи выделено три инженерно-геологических элемента (далее ИГЭ):

ИГЭ-1 – Насыпной грунт коричневого цвета, представлен песком средней крупности, малой степени водонасыщения, рыхлый, с прослойками глины, с включением гравия и щебня различной крупности.

Расчетные характеристики грунта для расчета по деформациям:

- Мощность слоя – 1,7 м
- плотность сухого грунта, ρ d, г/см³– 1,41
- удельное сцепление, сII, кПа – 6
- угол внутреннего трения, φII, град. – 19
- модуль деформации, Е, МПа – 7

То же для расчета по несущей способности:

- плотность сухого грунта, ρ d, г/см³ – 1,41
- удельное сцепление, cI, кПа – 6
- угол внутреннего трения, φI, град. – 19
- модуль деформации, E, МПа – 7

ИГЭ-2 – Песок коричневого цвета, средней крупности, малой степени водонасыщения, рыхлый, с включением гравия.

Расчетные характеристики грунта для расчета по деформациям:

- Мощность слоя – 1,4 м
- плотность сухого грунта, ρ d, г/см³ – 1,40
- удельное сцепление, cII, кПа – 4
- угол внутреннего трения, φII, град. – 19
- модуль деформации, E, МПа – 9

То же для расчета по несущей способности:

- плотность сухого грунта, ρ d, г/см³ – 1,40
- удельное сцепление, cI, кПа – 4
- угол внутреннего трения, φI, град. – 19
- модуль деформации, E, МПа – 9

ИГЭ-3 – Глина зеленовато-серого цвета, легкая пылеватая, твердая, с прослойками песка.

Расчетные характеристики грунта для расчета по деформациям:

- Мощность слоя – 0,9 м.
- плотность сухого грунта, ρ d, г/см³ – 1,64
- удельное сцепление, cII, кПа – 11
- угол внутреннего трения, φII, град. – 16
- модуль деформации, E, МПа – 4

То же для расчета по несущей способности:

- плотность сухого грунта, ρ d, г/см³ – 1,64
- удельное сцепление, cI, кПа – 11
- угол внутреннего трения, φI, град. – 16
- модуль деформации, E, МПа – 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 на ДНС-2;
- Площадка блока дозирования реагента БР-1 на ДНС-3;
- Площадка блока дозирования реагента БР-1 на ДНС-4;
- Опоры межплощадочных технологических трубопроводов;
- Площадка нефтегазового сепаратора со сбросом воды С-7;
- Площадка ресивера газа РГ-4 и газового сепаратора ГС-3.

3.2.2. Площадка блока дозирования реагента БР-1 на ДНС-2

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 AIII(A400).

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 м³. 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 фундаментах. Бетон класса С12/15, арматура А400 по ГОСТ 34028-2016. Сталь марки С245 по ГОСТ 27772-2021.

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

Все бетонные поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

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.

3.2.3. Площадка блока дозирования реагента БР-1 на ДНС-3

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 AIII(A400).

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 м³. 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 фундаментах. Бетон класса С12/15, арматура А400 по ГОСТ 34028-2016. Сталь марки С245 по ГОСТ 27772-2021.

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

Все бетонные поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

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.

3.2.4. Площадка блока дозирования реагента БР-1 на ДНС-4

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 AIII(A400).

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 м³. 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 фундаментах. Бетон класса С12/15, арматура А400 по ГОСТ 34028-2016. Сталь марки С245 по ГОСТ 27772-2021.

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

Все бетонные поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

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.

3.2.5. Опоры межплощадочных технологических трубопроводов

Опоры межплощадочных технологических трубопроводов приняты из металлических прокатных профилей на железобетонных фундаментах. Бетон класса С12/В15, арматура AIII(A400). 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.

Все бетонные поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

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.

Для удобного доступа ко всем участкам межплощадочных трубопроводов, проектом предусмотрены переходной мостик через трубопроводы из металлического прокатного профиля с ограждением высотой 1,25 м. Покрытие переходов и ступеней переходного мостика предусмотрено из просечно-вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Материал металлических конструкций – сталь С245 по ГОСТ 27772-2021. Под стойки площадки обслуживания предусмотрены фундаменты из монолитного железобетона. Бетон класса С12/15, арматура AIII (A400) по ГОСТ 34028-2016.

3.2.6. Площадка нефтегазового сепаратора С-1

Площадка нефтегазового сепаратора С-1 прямоугольная в плане, с габаритными размерами в осях 8х15 м.

Площадь застройки – 124,69 м².

Покрытие площадки запроектировано из монолитного железобетона класса С12/15 на сульфатостойком портландцементе толщиной 150 мм, армированного сеткой по ГОСТ 23279-2012. Под подошвой площадки предусмотрена песчаная подготовка толщиной 100мм с прокладкой полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354-82 марки В и толщиной 0,4. После установки бордюрного камня, края пленки приклеиваются к боковым граням.

Площадка ограждается монолитным бортиком, толщиной 150мм, бетон класса С12/В15, армированным из арматуры класса А400 по ГОСТ 34028-2016.

Площадка примыкает к существующей площадке сепарационной установки С-1, С-2, С-3. Для сбора стоков от возможных проливов предусмотрен уклон в сторону существующего приямка.

Проектируемый резервуар сепаратора С-7 устанавливается на два монолитных железобетонных фундамента столбчатого типа. Подошва каждого фундамента имеет размеры 3800×4500 мм высоту h = 400 мм. Конструкция состоит из двух ступеней:

Первая ступень – 3250×3500 мм, высота h = 300 мм;

Вторая ступень – 2250×2600 мм, высота h = 300 мм;

Третья ступень – 1000×2600 мм, высота h = 1930 мм;

Общая высота фундамента – h = 2930 мм, из них h = 1500 мм расположены ниже уровня площадки. Бетон класса С16/20, арматура класса AIII(A400).

Под подошвой фундаментов предусмотрена бетонная подготовка бетон класса С10/12,5 толщиной 100 мм с прокладкой полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354-82 марки В и толщиной 0,4. После установки фундамента, края пленки приклеиваются к боковым граням.

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

По фундаментом предусмотрена подушка из ПГС толщиной 600 мм. Уплотнение грунта подушки выполнять слоями толщиной до 250 мм и при оптимальной влажности, определяемой лабораторией. Коэффициент уплотнения – не менее 0,95.

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

На площадке расположены опорные конструкции под технологические трубопроводы, а также площадка обслуживания ПО-1 высотой 1500 мм, площадка обслуживания ПО-2 высотой 1700мм и переходный мостик ПМ-1 высотой 1200 мм.

Опоры под трубопроводы, площадка обслуживания и переходный мостик выполнены из металлических прокатных профилей. Материал металлических конструкций - сталь С245 по ГОСТ 27772-2021.

Переходный мостик – шириной 700 мм (в свету) с ограждением высотой 1,25 м. Площадки обслуживания – шириной 700 м (в свету) с ограждением высотой 1,25 м. Покрытие переходов и ступеней предусмотрено из просечно-вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89.

Изготовление и монтаж всех металлоконструкций выполнять по ГОСТ 23118-2012 и СТ РК EN 1090-2-2021.

Сварку выполнять по ГОСТ 5264-80, электродами типа Э42 по ГОСТ 9467-75*, толщину шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, но не менее 6,0мм.

Опоры под трубопроводы, стойки и опоры переходного мостика и площадки обслуживания устанавливаются на железобетонных фундаментах. Закрепление металлических опор к фундаментам выполняется сваркой через закладные детали, заделанные в бетон.

Фундаменты под опоры трубопроводов и фундаменты под площадки обслуживания и переходного мостика представляют собой конструкции, выполненные заодно с плитой общей площадки и выступающие над ее поверхностью на 150 мм соответственно. Выступающая часть армируется.

Фундаменты выполнить из бетона класса С12/15 (В15), армированного по ГОСТ 23279-2012 арматурой класса 12АIII (А400) по ГОСТ 34028-2016. Материал бетонных конструкций – бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F150.

Все бетонные поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

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.

3.2.7. Площадка ресивера газа РГ-4 и газового сепаратора ГС-3

Площадка ресивера газа РГ-4 и газового сепаратора ГС-3 прямоугольная в плане, с габаритными размерами в осях 3х5,7 м.

Площадь застройки – 19,8 м².

Покрытие площадки запроектировано из монолитного железобетона класса С12/15 на сульфатостойком портландцементе толщиной 150 мм, армированного сеткой по ГОСТ 23279-2012. 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 бордюрного камня, края пленки приклеиваются к боковым граням.

Площадка ограждается монолитным бортиком, толщиной 150 мм, бетон класса С12/В15, армированным из арматуры класса А400 по ГОСТ 34028-2016.

Проектируемый резервуар ресивера РГ-4 устанавливается на монолитный железобетонный фундамент столбчатого типа с тремя оголовками. Подошва фундамента имеет размеры ∅1900 мм высотой h = 400 мм и три оголовка размеры -300х400 мм высотой h = 1000 мм.

Общая высота фундамента – h = 1400 мм, из них h = 800 мм расположены ниже уровня площадки. Бетон класса С16/20, арматура класса АIII(А400).

Проектируемый резервуар газового сепаратора ГС-3 устанавливается на монолитный железобетонный фундамент столбчатого типа с тремя оголовками. Подошва фундамента имеет размеры ∅1300 мм высотой h = 300 мм и три оголовка размеры -300х300 мм высотой h = 900 мм.

Общая высота фундамента – h = 1200 мм, из них h = 750 мм расположены ниже уровня площадки. Бетон класса С16/20, арматура класса АIII(А400).

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

Все бетонные поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

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.

Опоры под трубопроводы приняты из металлических прокатных профилей на монолитных фундаментах. Бетон класса С12/15, арматура А400 по ГОСТ 34028-2016. Сталь марки С245 по ГОСТ 27772-2021.

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

Все бетонные поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

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.

4. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА

4.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Основанием для выполнения Рабочего проекта «III-я очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ в 2026 г.» ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) являются:

- Договор № Z-26/7 от 13 февраля 2026 г.;
- Задание на проектирование (Приложение №1 к технической спецификации);
- Исходные данные, предоставленные Заказчиком.

Документы, предоставленные в качестве исходных данных для проектирования:

- Паспорт качества нефти № 000242468 от 27.01.2026 г., выполненный «Нефтяной компанией «КОР»;
- Контрольный анализ газа с м/р Казпетрол от 25.04.25, выполненный ТОО СП «КАЗГЕРМУНАЙ»;
- Лабораторные исследования пробы подтоварной воды с трехфазного сепаратора С-5 месторождения Южный Хаиркелды № 24/25 НГАИиБ, выполненный АО «НИПИнефтегаз»;
- Материалы комплексных инженерных изысканий;
- Материалы ранее выполненных проектов.

Объем водогазожидкостной смеси, поступающей на ППН ЮХ, в настоящее время составляет 2 829 м³/сут. Прогнозируемое увеличение добычи до 5 481 м³/сут.

Физико-химические свойства нефти представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	НОРМАТИВНОЕ ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ
1	Температура, °С		55
2	Плотность, г/см³		0,801
3	Плотность при температуре 20 °С, г/см³		0,8265
4	Массовое содержание воды, %, не более	0,50	0,03
5	Концентрация хлористых солей, мг/л	100	30,4
6	Массовая концентрация хлористых солей, %		0,0038
7	Массовое содержание механических примесей, %, не более	0,05	0,0278
8	Суммарное содержание балласта, %		0,0616
9	Содержание хлорорганических соединений во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн$^{-1}$ (ppm), не более	6	0,5
10	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более <**>	66,7 (500)	30,7
11	Массовое содержание серы, %	0,60	0,13
12	Температура потери текучести нефти (застывания), °С		15
13	Группа нефти по СТ РК 1347-2024	1	

Компонентный состав поверхностной пробы нефти представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2

№ П/П	КОМПОНЕНТ	ФОРМУЛА	ЗНАЧЕНИЯ, МОЛЬ %
1	Метан	CH_4	69,4558
2	Этан	C_2H_6	10,5755
3	Пропан	C_3H_8	8,1924
4	и-бутен	$i\text{-}C_4H_{10}$	1,6592
5	н-бутан	$n\text{-}C_4H_{10}$	2,5890
6	нео-пентан	$neo\text{-}C_4H_{10}$	0,0167
7	и-пентан	$i\text{-}C_5H_{12}$	0,6597
8	н-пентан	$n\text{-}C_5H_{12}$	0,6633
9	Гексан (C_{6+})	C_6H_{14}	0,7043
10	Углекислый газ	CO_2	0,1723
11	Азот	N_2	5,2880
12	Кислород	O_2	0,0242
			100,000

Физические свойства и химический состав воды представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА И ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ	НД ИСПЫТАНИЯ
1	Концентрация водородных ионов в воде (pH)	6,47	ГОСТ 26449-1.85 п.4
2	Плотность воды, г/см³	1,057	ГОСТ 18995.1-73
3	Содержание кальция, мг/дм³	6613,2	ГОСТ 26449-1.85 п.11.1
4	Содержание натрия+калия, мг/дм³	25916,4	Расчет
5	Содержание магния, мг/дм³	243,2	ГОСТ 26449-1.85 п.12
6	Общая жесткость воды, ммоль/дм³	350	ГОСТ 26449-1.85 п.10
7	Содержание хлоридов, мг/дм³	51921,48	ГОСТ 26449-1.85 п.9
8	Содержание сульфатов, мг/дм³	420,81	ГОСТ 26449-1.85 п.13.1
9	Содержание карбонатов, мг/дм³	Не обнаружено	ГОСТ 26449-1.85 п.7
10	Содержание гидрокарбонатов, мг/дм³	207,4	ГОСТ 26449-1.85 п.7
11	Содержание двуокиси углерода, мг/дм³	61,6	ГОСТ 26449-1.85 п.2
12	Суммарная минерализация, мг/л	85322,49	Расчет
13	Тип воды по Сулину	Cl-Ca	Расчет
14	Содержание железа (II), мг/дм³	2,24	ГОСТ 23268.11-78
15	Содержание железа (III), мг/дм³	7,84	ГОСТ 23268.11-78
16	Содержание нефтепродуктов, мг/дм³	187,35±46,83	СТ РК 2014-2010
17	Содержание сероводорода, мг/дм³	Не обнаружено	СТ РК 1664-2007 п.8.3
18	Содержание нерастворимых в воде веществ, мг/дм³	34,51	ГОСТ 26449-1.85 п.2.3
19	Содержание бария, мг/дм³	953,31±152,53	ПНД Ф 14.1:2.253-09 (М 01-46-2013)
20	Содержание стронция, мг/дм³	22,54±3,6	
21	Содержание лития, мг/дм³	0,42±0,07	

4.2. Существующее положение

Сырая нефть, добываемая на месторождениях Юго-Западный Хаиркелды, Центральный Хаиркелды и Северный Хаиркелды, в смеси транспортируется на пункт подготовки нефти (ППН) Южный Хаиркелды. На ППН также поступает сырая нефть, добываемая на месторождении Южный Хаиркелды и прошедшая через автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ).

Перекачка сырой нефти по общему трубопроводу на ППН Южный Хаиркелды осуществляется следующими дожимными насосными станциями (ДНС):

- ДНС-2 месторождения Центральный Хаиркелды;
- ДНС-3 месторождения Северный Хаиркелды;
- ДНС-4 месторождения Юго-Западный Хаиркелды.

Предварительный сброс пластовой воды на ДНС не предусмотрен.

На ППН Южный Хаиркелды осуществляется подготовка нефти и отделение пластовой воды, поступающей в составе продукции четырех месторождений: Центральный Хаиркелды, Северный Хаиркелды, Юго-Западный Хаиркелды и Южный Хаиркелды.

Производительность ППН по нефти составляет 625,610 тыс. т/год.

Производительность ППН по жидкости составляет 921,625 тыс. м³/год.

4.3. Технологические решения

Для обеспечения требуемой производительности ППН Южный Хаиркелды в условиях роста объемов добычи и поступления нефтегазоводяной смеси, превышающей допустимую проектную нагрузку более чем на 100 % в период 2025-2032 гг., принято решение о модернизации ППН ЮХ.

Объем проектирования включает:

На территории ППН:

- нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ-50 (С-7) – проектируемый;
- нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГС-50 (С-4) – существующий;
- ресивер газа РГ-10 (РГ-4) и газовый сепаратор ГС-0,8 (ГС-3);
- резервуар хранения пластовой воды РВС-2000 (Р-4) – существующий (установка маточного коллектора)

На территории ДНС-2, ДНС-3 и ДНС-4:

- блоки дозирования химических реагентов (БДР) УДЭ-1,0/16.

4.3.1. Технологическая схема ППН ЮХ

Технологической схемой ППН месторождения Хаиркелды Южный (ППН ЮХ) предусмотрен прием, подготовка до товарного качества и откачка нефти потребителю.

Смесь сырой нефти с группы месторождений Хаиркелды, по выкидным трубопроводам поступает на автоматизированные групповые замерные установки АГЗУ-1 и АГЗУ-2, где осуществляется операционный замер дебита каждой скважины по жидкости.

После замера газожидкостной поток направляется на первую ступень сепарации в нефтегазовые сепараторы С-1 (НГС-12,5) и С-4 (НГС-50) (существующие) и С-7 (НГСВ-50) (проектируемый). Проектом предусмотрен перевод двухфазного сепаратора С-4 в режим трехфазного.

Далее продукция направляется на печи подогрева П-1/А,Б,В (ПНПТ-1,6), после чего поступает на вторую ступень сепарации в трехфазные сепараторы С-2 (НГСВ-50) и С-5 (НГСВ-100), в которых осуществляется дальнейшее разгазирование и обезвоживание нефти.

Из сепараторов С-2 и С-5 нефть поступает в концевые сепарационные установки КСУ С-3 (НГС-12,5) и С-6 (НГС-25), откуда насосами Н-1/1–3 перекачивается в резервуары товарной нефти РВС-1,2,3,5. В резервуары также поступает товарная нефть с ПСП Таур.

Подготовленная товарная нефть, соответствующая требованиям 1-й группы качества, насосами Н-2/1–3 транспортируется по нефтепроводу Ду150 протяженностью 59 км на ПСП АО «НК КОР».

Пластовая вода, выделившаяся в процессе подготовки нефти в сепараторах С-2, С-4, С-5, С-7 и резервуарах РВС-1,2,3,5, отводится в очистные емкости Е-1 и Е-2, после чего накапливается в резервуаре РВС-4. Из резервуара РВС-4 очищенная пластовая вода подпорными насосами Н-2/1 и Н-2/2 подается на закачку в нагнетательные скважины, а также отгружается в автоцистерны (АЦН) для транспортировки на нагнетательные скважины.

С целью равномерного распределения потока поступающей жидкости по всему объему резервуара хранения пластовой воды Р-4, проектными решениями принята установка маточного коллектора внутри ВРС.

Маточный коллектор решает следующие технологические задачи:

- гашение энергии потока: снижает скорость поступающей воды для предотвращения гидроударов.
- предотвращение перемешивания: исключает размыв уже отстоявшихся слоев воды и нефти.
- интенсификация отстоя: обеспечивает ламинарное (плавное) движение жидкости, улучшая отделение остаточной нефти от воды.
- защита от короткого замыкания потока: гарантирует, что вся вода проходит через резервуар, не скапливаясь в «мертвых зонах».

Также в технологический процесс ППН подается вода из Узла Подогрева Технологической Воды (УПТВ). Узел подогрева технологической воды (УПТВ) снабжается технической водой из водозаборной скважины (ТВЗС-2) при помощи погружного электронасосного центробежного скважинного агрегата (ЭЦВ-6-16-140). Суточный объем добычи технической воды на технологические нужды составляет до 400 м³/сут, которая проходит через сетчатый фильтр (2 шт.) и через турбинный преобразователь расхода поступает на фильтры тонкой очистки (2 шт.). Далее техническая вода, очищенная от механических примесей, разделяется на два потока. Первый поток без подогрева в объеме 70-100 м³/сут по трубопроводу Ду100 под давлением до 1,0 МПа поступает на ППН ЮХ на установку поточного обессоливания нефти (УПОН) для подачи через диспергатор на встречный поток НСЖ в приемный трубопровод трехфазного сепаратора (ТФС) С-5 (С-2) для промывки нефти от хлористых неорганических солей. После промывки техническая вода в составе пластовой подтоварной воды дренируется через клапанный узел на отстойник очистки воды Е-1 (Е-2) и далее поступает в РВС-2000 №4. Очищенная вода с помощью бустерных насосных агрегатов Н-1/1÷6 (6шт.) откачивается на прием БКНС Н-1÷9 (9 шт.) и далее под высоким давлением до 14 МПа закачивается в систему ППД нагнетательных скважин южной и северной Хаиркелды. Второй поток на УПТВ в объеме 50-100 м³/сут. поступает на подогреватель воды (ПВЭ-3,5 кВт) и с температурой нагретой технической воды до 80 ºС направляется на БКНС для подачи через диспергатор-смеситель в поток пластовой воды для закачки в пласт в систему ППД. Также техническая вода на УПТВ закачивается в автомобильные автоцистерны (АЦН) для нужд КПРС в объеме суточного потребления до 200 м³/сут.

Выделившийся в нефтегазовых сепараторах С-1, С-2 газ поступает в газовый сепаратор ГС-1 (СЦВ-300), выделившийся в нефтегазовых сепараторах С-4, С-7 газ поступает в газовый сепаратор ГС-2А (СЦВ-219), выделившийся в нефтегазовом сепараторе С-5 газ поступает в газовый сепаратор ГС-2Б (СЦВ-219) для отделения от капельной, мелкодисперсной и аэрозольной влаги под действием центробежной силы.

Очищенный газ подается на дожимную компрессорную станцию ДКС и далее на газотурбинную электростанцию ГТЭС-1 для выработки электрической энергии на собственные нужды месторождения, или в качестве топлива на котельную и печи подогрева нефти П-1 А/Б/В, или на доочистку в газовый сепаратор ГС-2В (ГС-1-6,3-600-1-И-Т)

Излишки газа, пройдя дополнительную очистку в проектируемом газовом сепараторе ГС-3 (ГС-1-6,3-600-1-И-Т) по трубопроводу Ду 150 поступают на продажу потребителю.

Принципиальная схема технологического процесса см. лист KPG.007-00-ТХ.002.

Технологическая схема и схема КИПиА на нефтегазовый сепаратор С-7 см. лист KPG.007-00-ТХ.003.

Технологическая схема и схема КИПиА на нефтегазовый сепаратор С-4 см. лист KPG.007-00-ТХ.004.

Технологическая схема и схема КИПиА на резервуар пластовой воды Р-4 см. лист KPG.007-00-ТХ.005.

4.3.2. Технологическая схема ДНС-2, ДНС-3, ДНС-4

Технологической схемой ДНС-2 (ЦХ), ДНС-3 (СХ), ДНС-4 (ЮЗХ) предусмотрен прием, сепарация, нагрев и откачка нефти на ППН ЮХ.

ДНС-2. Продукция нефтяных скважин месторождения Хаиркелды Центральный по выкидным трубопроводам поступает на автоматизированную замерную установку Спутник S-1. где осуществляется операционный замер дебита каждой скважины по жидкости.

После замера газожидкостной поток направляется в подогреватели нефти П-1 и ЭП-2 и мультифазными насосами РС-02А/В откачивается в промысловый трубопровод ДНС-3 – ППН ЮХ, для подготовки до товарного качества и сдачи потребителю.

Перед подогревателями в нефтяной поток при помощи установки дозирования химических реагентов БДР (проект.) вводятся деэмульгаторы, ингибиторы коррозии и солеотложений.

ДНС-3. Продукция нефтяных скважин месторождения Хаиркелды Северный 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). В сепараторе С-1 происходит отделение попутного нефтяного газа от жидкости.

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

Перед насосами в нефтяной поток при помощи установки дозирования химических реагентов БДР (проектируемый) вводятся деэмульгаторы, ингибиторы коррозии и солеотложений.

Выделившийся в процессе сепарации попутный газ направляется в газовый сепаратор ГС-4 для очистки от капельной влаги под действием гравитационной силы. 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.

ДНС-4. Продукция нефтяных скважин месторождения Хаиркелды Юго-Западный по выкидным трубопроводам поступает на автоматизированную замерную установку Спутник S-1. где осуществляется операционный замер дебита каждой скважины по жидкости.

После замера газожидкостной поток направляется в нефтегазовый сепаратор НГС-25 (С-1). В сепараторе С-1 происходит отделение попутного нефтяного газа от жидкости.

Дегазированная нефть из сепаратора поступает в подогреватель П-1А, после чего откачивается мультифазными насосами Н-1 А/Б по промысловому трубопроводу Ду 200 на ППН для дальнейшей подготовки до товарного качества.

Перед насосами в нефтяной поток при помощи установки дозирования химических реагентов БДР (проектируемый) вводятся деэмульгаторы, ингибиторы коррозии и солеотложений.

Выделившийся в процессе сепарации попутный газ направляется в газовый сепаратор ГС-2 А/Б для очистки от капельной влаги под действием гравитационной силы. Очищенный газ используется на собственные нужды ДНС-3 в качестве топлива для подогревателя П-1А, а избыточный объем газа подается дожимной компрессорной станцией ДКС-1 в газопровод Ду 100 для транспортировки на ППН.

Технологическая схема и схема КИПиА на БДР ДНС-2 см. лист KPG.007-00-ТХ.011.

Технологическая схема и схема КИПиА на БДР ДНС-3 см. лист KPG.007-00-ТХ.013.

Технологическая схема и схема КИПиА на БДР ДНС-4 см. лист KPG.007-00-ТХ.015.

4.3.3. 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 на ППН ЮХ:

- нефтегазовы сепаратор со сбросом воды С-7;
- нефтегазовый сепаратор со сбросом воды С-4 (существующий);
- ресивер газа РГ-4 и газовый сепаратор ГС-3;
- резервуар хранения пластовой воды Р-4 (существующий).

Состав проектируемых сооружений и оборудования на ДНС-2:

- блок дозирования химических реагентов БДР.

Состав проектируемых сооружений и оборудования на ДНС-3:

- блок дозирования химических реагентов БДР.

Состав проектируемых сооружений и оборудования на ДНС-4:

- блок дозирования химических реагентов БДР.

Перечень и характеристика технологического оборудования представлены в табл. 4.4.

4.3.3.1 Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды С-7

Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды (НГСВ) предназначен для разделения поступающей из скважины газожидкостной смеси на три фазы: нефть, попутный нефтяной газ и пластовую воду.

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.

4.3.3.2 Газовый сепаратор ГС-3 и ресивер газа РГ-4

Газосепаратор сетчатый ГС-3 предназначен для глубокой очистки транспортируемого нефтяного попутного газа от газового конденсата, капельной мелкодисперсной, аэрозольной влаги и механических примесей посредством гравитационной сепарации.

Ресивер газа РГ-4 предназначен для накопления и хранения сжатого газа под давлением, выравнивания давления в системе и сглаживания пульсаций, возникающих при работе компрессорного оборудования. Обеспечивает бесперебойную подачу газа.

4.3.3.3 Блок дозирования химических реагентов БДР

Блок дозирования реагентов БДР предназначен для приема, хранения, перемешивания и дозированного ввода жидких химических реагентов в нефтяной поток с целью осуществления внутритрубопроводной деэмульсации нефти, а также защиты трубопроводов и оборудования от коррозии, солей, карбонатных отложений, парафиноотложений и др. БДР устанавливается на открытую бетонную площадку.

4.3.4. Технологические трубопроводы

Технологические трубопроводы выполняются из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78*. Материал труб – сталь 09Г2С.

Классификация технологических трубопроводов в зависимости от рабочих параметров (давления и температуры) транспортирующих сред согласно СН 527-80:

- нефтепроводы – группа Б (б), III категория;
- газопроводы – группа Б (а), II категория;
- дренажный трубопровод – группа Б (б), III категория;
- трубопровод подачи хим. реагента – группа Б(б), I категория.

Прокладка технологических трубопроводов по проектируемым площадкам и межплощадочных трубопроводов осуществляется надземно на опорах высотой не менее 0,350 мм 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.

Все трубопроводы для жидкостей в низших точках должны иметь спускные пробки или краны для спуска остатков жидкости, а в верхних точках – для выпуска воздуха.

Контроль качества сварных соединений стальных технологических трубопроводов проводить физическими методами в объеме, предусмотренном СП РК 3.05-103-2014.

До ввода в эксплуатацию технологические трубопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность:

- давление испытания на прочность стальных трубопроводов – Рисп. = 1,25хРраб;
- давление испытания на герметичность стальных трубопроводов – Рисп. = Рраб.

Испытательное давление на прочность должно быть выдержано в течении 10 мин, после чего его снижают до рабочего, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на герметичность). Продолжительность испытания на герметичность не менее 12 часов.

Антикоррозионное покрытие надземных участков трубопроводов и арматуры – масляно-битумное типа БТ-177 по ОСТ 6-10-426-79 в 2 слоя по грунту ГФ-021, в соответствии с СН РК 2.01-01-2013.

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

Покровный слой – сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 19904-90:

- трубопроводов диаметром до 219 мм включительно – 0,5 мм;
- фланцевой арматуры и фланцевых соединений диаметром до 219 мм включительно – 0,8 мм.
- фланцевой арматуры и фланцевых соединений диаметром свыше 219 мм – 1,0 мм.

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.

4.4. Характеристика технологического оборудования

Характеристики и количество технологического оборудования представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ	ЕД. ИЗМ.	ЗНАЧЕНИЕ
Нефтегазовый сепаратор С-7			
1	Обозначение на схеме	-	С-7
2	Тип, марка	-	НГСВ-1,6-2400-1-И
3	Производительность по нефти	м³/ч	23÷47
4	Производительность по газу	м³/ч	500÷1150
5	Производительность по воде	м³/ч	90÷190
6	Давление расчетное	МПа	1,6
7	Давление рабочее	МПа	0,3÷0,5
8	Температура рабочей среды	°С	+15÷+50
9	Номинальный объем	м³	50
10	Диаметр	мм	2400
11	Длина	мм	11000
12	Масса	кг	13840
13	Количество	шт.	1

Газовый сепаратор ГС-3			
1	Обозначение на схеме	-	ГС-3
2	Тип, марка	-	ГС-1-6,3-600-1-И-Т
3	Производительность	м³/ч	16155
4	Давление расчетное	МПа	6.3
5	Давление рабочее	МПа	5.72
6	Температура рабочей среды	°С	+40÷+100
7	Номинальный объем	м³	0.8
8	Диаметр	мм	600
9	Высота	мм	3510
10	Масса	кг	1600
11	Количество	шт.	1
Ресивер газа РГ-4			
1	Обозначение на схеме	-	РГ-4
2	Тип, марка	-	3-4-1,6-2-И
3	Давление расчетное	МПа	6,3
4	Давление рабочее	МПа	5,5
5	Температура рабочей среды	°С	+40÷+100
6	Номинальный объем	м³	10
7	Диаметр	мм	1200
8	Высота	мм	5400
9	Масса	кг	2150
10	Количество	шт.	1
Блок дозирования хим. реагентов БДР			
1	Обозначение на схеме	-	БДР
2	Тип, марка	-	УДЭ-1,0/16
3	Насос	-	НД-1÷4/16
4	Мощность насоса	кВт	0,44
5	Производительность	л/ч	1,0÷4,0
6	Давление	МПа	1,6
7	Объем расходной емкости	м³	0,4÷1,0
8	Габаритные размеры (длина х ширина х высота)	мм	1180 х 860 х 1394
9	Масса	кг	300
10	Количество	шт.	1

4.5. Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности

Характеристика проектируемых объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной опасности представлена в таблице 4.5.

Таблица 4.5

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 нефтегазовых сепараторов С-4, С-7	ЛВЖ, ГГ	А	В-1г	IIА-Т2, IIА-Т3
Площадка газового сепаратора ГС-3 и ресивера газа РГ-4	ЛВЖ, ГГ	А	В-1г	IIА-Т2, IIА-Т3
Резервуар хранения пластовой воды Р-4	Вода пластовая	Д	-	-
Площадка блока дозирования реагента УДЭ-1,0/16	Ингибитор солеотложения, ингибитор коррозии-бактерицид	А	В-1а	IIА-Т2

Примечание:

В блоках дозирования химических реагентов УДЭ-1,0/16 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.

Обращаемые в производстве взрывопожароопасные и вредные вещества приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6

№№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ВЕЩЕСТВ	ПРЕДЕЛ ВЗРЫВАЕМОСТИ, % ОБЪЕМ		ПЛОТНОСТЬ ГАЗА, ЖИДКОСТИ, КГ/М³		ТЕМПЕРАТУРА ВСПЫШКИ, °С	ТЕМПЕРАТУРА САМОВОСПЛАМЕНЕНИЯ, °С	ХАРАКТЕРИСТИКА ПО ГОСТ 12.1.005-88; 12.1.007-76.		КЛАССИФИКАЦИЯ ПО ГОРЮЧЕСТИ ВЕЩЕСТВ	ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ
		НИЖНИЙ	ВЕРХНИЙ	ЖИДКОСТИ	ГАЗА			КЛАСС ОПАСНОСТИ	ДОПУСТИМАЯ КОНЦЕНТРАЦИЯ, МГ/М³		
1	нефть сырая	3,9	18,2	827		-35	490	3	10	ЛВЖ	Спец. одежда спец. обувь, противогаз, резиновые перчатки или рукавицы, защитные очки
2	газ попутный	3,97	18,2		3,4-5,5		495	4	300	ГГ	
3	конденсат	1,4	8,0	750		-20	-380	4	300	ЛВЖ	
4	ингибитор коррозии	1,1	11,5	895		25	-410	3	5	ЛВЖ	
5	деэмульгатор	1,0	7,5	930		23	430	3	5	ЛВЖ	

4.6. Срок эксплуатации технологического оборудования, арматуры и трубопроводов

Таблица 4.7

НАИМЕНОВАНИЕ (ОБОЗНАЧЕНИЕ) ОБОРУДОВАНИЯ, АРМАТУРЫ, ТРУБОПРОВОДОВ	РЕСУРС (СРОК СЛУЖБЫ)*	ИСТОЧНИК
Сепаратор нефтегазовый НГСВ-50	20 лет	Выбор поставщика оборудования на усмотрение Заказчика – ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)
Сепаратор газовый ГС-1-6,3-600-1-И-Т	20 лет	
Ресивер газа З-4-1,6-2-И	20 лет	
Блок дозирования химических реагентов УДЭ-1,0/16	10 лет	
Клапан регулирующий с электроприводом КР-01, КР-02/03, КР-0,4	10 лет	
Блок СППК-80-6,3	10 лет	
Кран шаровый	10 лет	
Клапан запорный	10 лет	
Клапан обратный	10 лет	
Трубопровод стальной	8 лет	РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» табл. 1.1.

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

4.7. Режим работы и численность персонала

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

Режим работы ППН ЮХ, ДНС-2, ДНС-3, ДНС-4 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 действующих ППН, ДНС-2, ДНС-3, ДНС-4, поэтому дополнительная численность рабочего и инженерно-технического персонала для обслуживания оборудования на проектируемом объекте не требуется.

Численность действующего персонала ППН ЮХ составляет 10 чел. по сменам (5 чел/смена).

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

Численность действующего персонала ДНС-3 составляет 4 чел. по сменам (2 чел/смена).

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

5. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

5.1. Исходные данные

Электротехнический раздел проекта «ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) III-я очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ в 2026 г.» разработан на основании технического задания на проектирование и технических условий на электроснабжение, выданных ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) и проектных технологических решений, разработанных ТОО Проектный институт «OPTIMUM».

5.2. Климатические условия в районе строительства

В административном отношении месторождение Хаиркелды расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области.

Ближайшим населенным пунктом является областной центр г. Кызыл-Орда, находящийся в 220 км от группы месторождений ТОО «KAZPETROL GROUP» и связаны между собой только автомобильной дорогой.

Согласно карте климатического районирования территория строительства магистрального нефтепровода на всем его протяжении относится к IV-А дорожно-климатической зоне.

Климат района резко континентальный, который проявляется в резких колебаниях температуры, и сухости воздуха.

По классификации ПУЭ РК территория расположения месторождения относится к lII ветровому району. На высоте 15 м от земли максимальный напор ветра составляет 50 даН/м², максимальная скорость ветра – 26 м/с, повторяемость – 1 раз в 10 лет.

Район по гололеду – согласно ПУЭ РК –III, максимальная толщина стенки гололеда – 15 мм, повторяемость – 1раз в 10 лет. Продолжительность гроз – от 10 до 20 часов в год. Согласно карте районирования по степени загрязненности район характеризуется V степенью загрязненности от природных источников загрязнения.

По данным инженерно-геологических изысканий, грунты представлены песками пылеватыми и песками гравелистыми, крупными, грунты растительного слоя.

Нормативная глубина сезонного промерзания для песков – 1,35 м.

5.3. Существующее положение

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. Владельцем 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.

5.4. Основные проектные решения

В разработке электротехнической части проекта «ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) III-я очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ в 2026 г.» предусматривается электроснабжение электроприводных регулирующих клапанов, проектирование электрообогрева технологических трубопроводов и нефтегазового сепаратора на площадке ППН, а так же электроснабжение блоков БДР-2,3,4 на площадках ДНС-2,3,4.

5.4.1. Потребители электроэнергии и электрические нагрузки

Проектируемыми потребителями электроэнергии на площадке ППН являются: электрообогрев технологических трубопроводов и нефтегазового сепаратора, электроприводные регулирующие клапаны КР-1,2,3,4 и шкаф автоматики ША-4 в существующей операторной.

Проектируемыми потребителями электроэнергии на площадках ДНС-2,3,4 являются блоки дозирования реагентов БДР-2,3,4.

Установленная мощность проектируемых нагрузок по составляет Ру.=22,7 кВт, ожидаемая расчетная мощность – Ррасч.=22,1 кВт.

В части надежности электроснабжения проектируемые блоки БДР относится к III категории электроснабжения, оборудование КИПиА относится к I категории электроснабжения, а электроприводные регулирующие клапаны ко II категории электроснабжения по классификации ПУЭ РК.

5.4.2. Схема электроснабжения

Электроснабжение проектируемого щита управления электрообогревом ЩУЭО-4 на площадке ППН предусматривается выполнить кабельной линией 0,4 кВ, проложенной в земле от резервного фидера Iн=40 А существующей комплектной трансформаторной подстанции КТПБ 2х400 кВА.

Электроснабжение электроприводных регулирующих клапанов выполняется также от резервных фидеров Iн=4 А существующей комплектной двухтрансформаторной подстанции КТПБ 2х400 кВА.

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

Электроснабжение блоков БДР-2,3,4 выполняется от резервных фидеров Iн=16 А существующих шкафов ШР на каждой площадке ДНС-2,3,4.

Проектируемыми потребителями в существующей операторной являются: шкаф автоматики ША-4.

Электроснабжение шкафа автоматики ША-4 выполняется от существующего ЩСН операторной. Шкаф ША-4 укомплектован собственным источником бесперебойного питания, тем самым обеспечивая I-ую категорию электроснабжения по классификации ПУЭ РК.

Источник бесперебойного питания учтен в разделе АК.

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

5.4.3. Силовое электрооборудование

Управление электрообогревом предусматривается от щита управления ЩУЭО-4. Щит управления устанавливаются на стойке аппаратной за пределами площадки нефтегазового сепаратора С-7 вне взрывоопасной зоны.

Силовое электрооборудование на объектах нефтепромысла выбирается на основании электрических нагрузок технологических и прочих установок. Технические характеристики оборудования определяются требованиями планируемого уровня механизированной добычи нефти, а также учитывают перспективные эксплуатационные нагрузки.

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.

5.4.4. Электрообогрев

Для поддержания технологической температуры среды в проектируемом нефтегазового сепаратора С-7 и технологических трубопроводах проектом предусмотрена система электрообогрева. Расчетная температура электрообогрева принята +35 ºС, 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 28HTV2-CT мощностью 64 Вт/м.

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

Электрообогрев трубопроводов выполняется саморегулирующимся нагревательным кабелем 10QTVR2-CT мощностью 38 Вт/м и греющим кабелем последовательного типа с полимерной изоляцией, 31,5 Ом/км XPI-31.5.

Подключение греющего кабеля и управление электрообогревом предусматривается от электронного термостата с регулированием по температуре обогреваемой поверхности. Термостат устанавливается на опорном кронштейне ETS-052E 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.

Ввод нагревательного кабеля под теплоизоляцию должен проводиться с принятием мер по защите кабеля от механических повреждений. Кабель должен плотно прилегать к трубе (допустимый зазор не более 1-3 мм).

Оборудование для электрообогрева выбрано в соответствии со средой размещения оборудования.

Количество обогреваемых нефтегазовых сепараторов – 1 шт, длина нагревательного кабеля составляет 122 м.

Укладка нагревательного кабеля выполняется «петлей» по всей длине обогреваемой емкости с шагом 250 мм. Электрообогрев выполняется на 50% по высоте емкости.

Длина оборгеваемых трубопроводов составляет 272,6 м. Общая длина нагревательного кабеля составляет 614 м.

В целях предотвращения применения на объекте материалов, не соответствующих заявленным техническим характеристикам необходимо соблюсти следующие требования производителя оборудования:

1. Сертификат соответствия
2. Протокол испытаний материалов
3. Сертификат взрывозащиты
4. Сертификат соответствия Евразийского экономического союза / Отказное письмо
5. Сертификат Страна происхождения

Входной контроль материалов, изделий и оборудования выполняется в соответствии с требованиями СН РК 1.03-00-2022, а также действующих стандартов. Материалы, не прошедшие входной контроль и не сопровождаемые документами о качестве, к применению не допускаются.

5.4.5. Кабельные линии

Для электроснабжения проектируемых электроприемников предусматривается проложить силовой питающий кабель напряжением 0,4 кВ оболочке типа ВБбШв и ВБбШвнг.

Кабель прокладывается в земле в траншее на глубине 0,7 м на подушке из местного просеянного грунта не содержащего мусора, камней и прочее.

Вдоль всей кабельной трассы прокладывается специальная предупреждающая сигнальная лента.

Протяженность проектируемых кабельных линий составляет 0,575 км.

На открытых участках прокладки при подходе к оборудованию кабели прокладываются в металлических коробах.

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

Для проводников выполняется проверка плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Для нормального режима - падение напряжения не должно превышать 5% от номинального напряжения. Падение напряжения для электродвигателей при их запуске не должно превышать 20% от номинального.

Защита кабельной линии от перегрузок и короткого замыкания выполняется автоматическими выключателями, установленными в существующим распределительном устройстве ЩСУ-0,4 кВ и в шкафу управления ЩУЭО-4.

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 ~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.

6. АВТОМАТИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСНАЯ

6.1. Исходные данные для проектирования

Раздел «Автоматизация комплексная» проекта «ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП), «III-я очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ в 2026 г.», разработан на основании:

- Техническая спецификация на проектирование;
- Задания на проектирование от марки ТХ;
- Документации на оборудование.

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

6.2. Существующее положение

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

- Нижнего уровня – полевых контрольно-измерительных приборов (КИП), показывающих и сигнализирующих датчиков, регулирующих исполнительных механизмов;
- Среднего уровня – программируемых логических контроллеров (ПЛК);
- 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.

Средства нижнего уровня установлены на технологическом оборудовании и трубопроводах.

Средства среднего и верхнего уровней размещены в операторных на объектах.

6.3. Объекты автоматизации и контроля

Проектом предусматривается оснащение средствами автоматизации следующих технологических сооружений:

1) **ППН ЮХ:**
   - Проектируемый сепаратор С-7;
   - Существующий сепаратор С-4;
   - Существующие, газовый сепаратор ГС-3 и ресивер газа РГ-4;
2) **ДНС-2:**
   - Проектируемый блок дозирования химреагентов БДР-101;
3) **ДНС-3:**
   - Проектируемый блок дозирования химреагентов БДР-191;
4) **ДНС-4:**
   - Проектируемый блок дозирования химреагентов БДР-201.

6.3.1. Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды С-7

На проектируемом нефтегазовом сепараторе С-7 проектом предусматривается контроль следующих параметров:

- температура, с индикацией по месту;
- температура с передачей информации в операторную;
- уровень раздела фаз с индикацией по месту и с передачей информации в операторную (LIT-541);
- давление газовой шапки резервуара, с индикацией по месту и с передачей информации в операторную (PIT-541);
- уровень нефти в сепараторе с индикацией по месту и с передачей информации в операторную (LIT-542);
- уровень нефти в сепараторе, дифференциальный уровнемер (LIT-543);
- сигнализация верхнего и нижнего предельных уровней.
- регулирование давления газа в сепараторе (PCV-541), по показаниям PIT-541;
- регулирование уровня нефти в сепараторе (LCV-542), по показаниям LIT-542;
- регулирование уровня воды в сепараторе (LCV-543), по показаниям LIT-541.

Для контроля загазованности на площадке сепаратора предусмотрена установка газоанализаторов по периметру площадки в количестве 3-х шт. Для оповещения о высокой загазованности, рядом с площадкой сепаратора установлена стойка с оповещателями о загазованности и о пожаре.

6.3.2. Нефтегазовый сепаратор С-4 (существующий)

На существующем нефтегазовом сепараторе С-4 проектом предусмотрена установка уровнемера с разделом фаз (LIT-341) и регулятора уровня (LCV-342), для сброса воды.

6.3.3. Площадка ГС-3 и РГ-4

На существующем газовом сепараторе ГС-3 предусматривается контроль следующих параметров:

- Контроль давления в сепараторе по месту, установка манометра PG-551;
- Сигнализация о верхнем и нижнем уровнях, установка LSH-552, LSL-553;
- Контроль давления в ресивере РГ-4 по месту, установка манометра PG-552.

6.3.4. ДНС-2. Блок химреагентов БДР-101

Проект предусматривает подключения блока химреагентов БДР-101 на ДНС-2, непосредственно к порту RJ45, коммутатора SCADA в операторной ДНС-2. Для этого, предусмотрена установка в шкафу управления БДР-101 и в операторной ДНС-2, медиаконвертеров с модулями SFP, для преобразования электрического сигнала Ethernet TCP/IP в оптический, для передачи по оптоволокну и в операторной для обратного преобразования и подключения к коммутатору SCADA.

6.3.5. ДНС-3. Блок химреагентов БДР-191

Проект предусматривает подключения блока химреагентов БДР-191 на ДНС-3, непосредственно к порту RJ45, коммутатора SCADA в операторной ДНС-3. Для этого, предусмотрена установка в шкафу управления БДР-191 и в операторной ДНС-3, медиаконвертеров с модулями SFP, для преобразования электрического сигнала Ethernet TCP/IP в оптический, для передачи по оптоволокну и в операторной для обратного преобразования и подключения к коммутатору SCADA.

6.3.6. ДНС-4. Блок химреагентов БДР-201

Проект предусматривает подключения блока химреагентов БДР-201 на ДНС-4, непосредственно к порту RJ45, коммутатора SCADA в операторной ДНС-4. Для этого, предусмотрена установка в шкафу управления БДР-201 и в операторной ДНС-3, медиаконвертеров с модулями SFP, для преобразования электрического сигнала Ethernet TCP/IP в оптический, для передачи по оптоволокну и в операторной для обратного преобразования и подключения к коммутатору SCADA.

6.4. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И АВТОМАТИКИ

6.4.1. Средства автоматизации нижнего уровня

Контрольно-измерительные приборы (КИП) полевого уровня, 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;
- датчиков дискретных сигналов - сигнализаторов предельного/аварийного значения уровня и давления, для передачи сигналов по достижении предельных измеряемых параметров на контроллер;
- исполнительные устройства с аналоговым регулированием – электроприводные регулирующие устройства.
- 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.

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°С до плюс 50°С. 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. Взрывобезопасность приборов обеспечивается видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» EExd и «искробезопасная цепь» RRx ia(ib, ic).

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

К полевому уровню в проекте относят и блоки управления электроприводных регулирующих устройств.

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.

6.4.2. Средства автоматизации среднего уровня

Средства автоматизации среднего уровня управления предназначены для сбора информации от КИП, на ПЛК шкафов автоматики объектов, выдачи управляющих сигналов по заданному алгоритму либо командам оператора на исполнительные механизмы (электроприводную регулирующую арматуру).

В рамках данного проекта в соответствии с техническими условиями ТОО «KAZPETROL GROUP» предусматривается ПЛК Simatic S7-1500 фирмы Siemens с модулями ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов, коммуникационными процессором, блоками электропитания средств автоматизации. Контроллер монтируется в шкафу контроллера (ША-4), который устанавливается в операторной ППН.

Подключение блоков дозирования химреагентов на ДНС-2, ДНС-3, ДНС-4, осуществляется непосредственно к АРМ, через коммутатор SCADA.

Проектируемое оборудование интегрируется в существующую АСУ ТП, через коммуникационные возможности, предусмотренные производителем системы, по сети Profinet, с использованием единой среды разработки TIA Portal, и формируя общую систему управления.

6.4.3. Средства автоматизации верхнего уровня

В связи с увеличением объема информации, поступающей оператору, в операторной ППН на АРМ оператора, потребуется изготовление дополнительных кадров для отображения проектируемого оборудования и изменение существующих с учетом проектируемых КИП на существующем оборудовании. Расширения лицензий специализированного программного обеспечения SCADA WinCC не требуется.

6.4.4. Газовая сигнализация

Для контроля концентрации горючих газов, на площадке сепаратора, согласно нормам, устанавливаются 3 стационарных газоанализатора. Газоанализаторы подключаются между собой по интерфейсу RS485, протокол RS485 и далее информация передается на проектируемый контроллер.

Для оповещения о высокой загазованности, рядом с площадкой НГСВ С7, предусмотрена установка стойки оповещения. На стойке предусмотрена установка светозвукового оповещателя о высокой загазованности с маяком синего цвета. На этой же стойке предусмотрена установка оповещателя о пожаре с маяком красного цвета и ручной пожарный извещатель.

6.4.5. Пожарная сигнализация

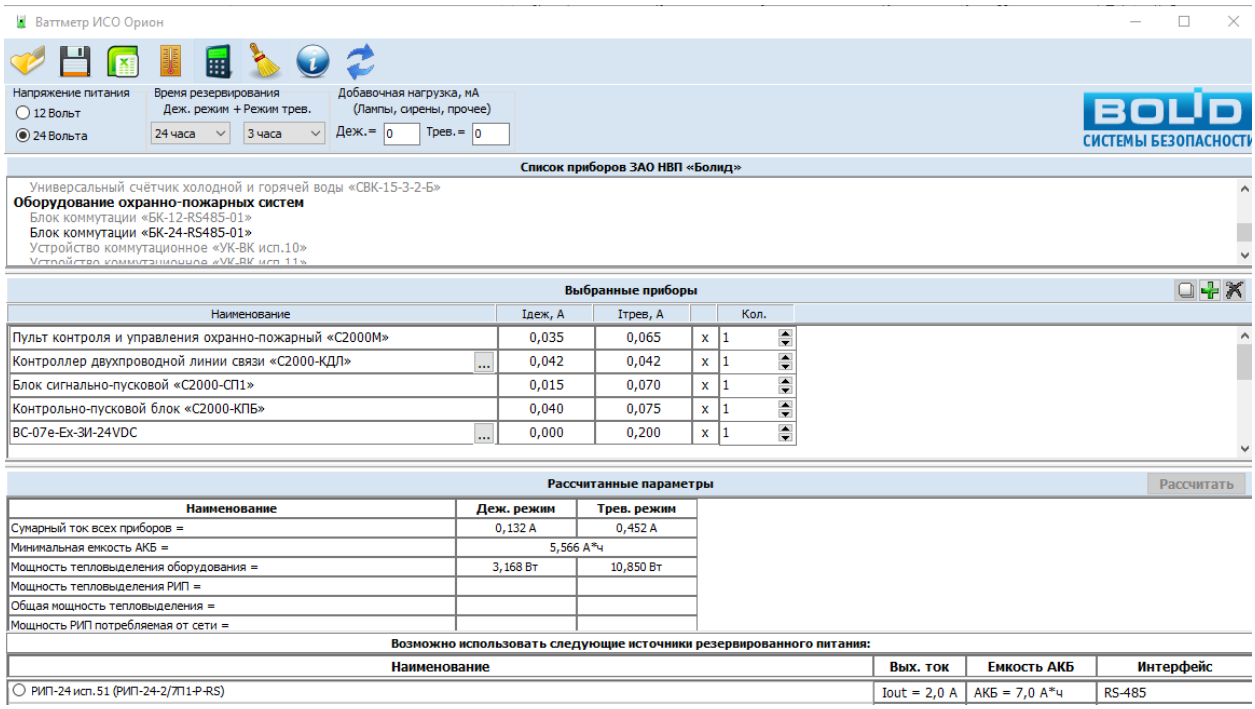
Для обеспечения противопожарной безопасности, на площадке сепаратора установлены 2 пожарных извещателя пламени.

На стойке оповещения предусмотрена установка ручного пожарного извещателя и оповещателя о пожаре с маяком красного цвета, рядом с оповещателем о загазованности.

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

Для контроля и управления системой пожарной сигнализации проектом принято решение применить оборудование компании «Болид». Адресная сеть удобна для подключения дополнительных адресных пожарных извещателей, добавлением в сеть RS485 дополнительных блоков управления исполнительными механизмами и пожарными оповещателями. Для питания системы пожарной сигнализации проектом предусмотрен резервированный источник питания РИП-24.

Расчет источника резервированного питания выполнен в программе «Ваттметр ИСО Орион».



6.5. Кабельные проводки

Кабельные трассы цепей измерения, сигнализации и управления, выполнены контрольными кабелями с медными жилами. Типы кабелей выбраны согласно инструкциям на приборы и блочное оборудование.

Во взрывоопасных зонах применяется кабель с негорючей изоляцией.

Прокладка кабелей предусматривается по существующим эстакадам в защитных коробах, по технологическим площадкам в защитных трубах, под землей, в траншее на глубине не менее 0,7 метра.

Прокладка кабелей под землей 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 ППН относятся согласно ПУЭ к I категории.

Электропитание 220 В переменного тока от внешних сетей, подается на вводные клеммы шкафа ША-4, откуда подается на блок питания ~220 В/=24 В и на вход ИБП ~220 В/~220 В.

Для обеспечения I категории электроснабжения, в шкафу установлен встроенный в шкаф ША-4, ИБП ~220 В/~220 В, мощностью 3000 VA/2700 Вт.

Для питания контроллера и внешних цепей КИП, в шкафу установлено 2 источника питания ~220 В/=24 В. Один источник питания ~220 В/=24 В, подключается напрямую к внешнему электроснабжению, второй подключается к ИБП.

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.

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.

7. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА, ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

7.1. Общие сведения

При разработке мероприятий по охране труда и технике безопасности за основу были приняты СП РК 1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве», а также «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Строительные работы должны осуществляться в полном соответствии с проектной документацией. При необходимости отклонения от требований проектной документации должно быть получено письменное разрешение Проектировщика (ТОО «Проектный институт «Оптимум»); отклонения от проектной документации должны быть также согласованы с Заказчиком (ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»).

Генподрядчик, совместно с Заказчиком, до начала работ обязан разработать и утвердить мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, обязательные для всех организаций – участников строительства.

К выполнению строительно-монтажных работ разрешается приступить только при наличии проекта производства работ (ППР), в котором должны быть детально разработаны мероприятия по обеспечению безопасных условий производства работ, согласованные со службами подрядных организаций, участвующих в строительстве.

ППР должен содержать следующие решения по технике безопасности:

- организация рабочих мест;
- последовательность технологических операций;
- методы и приспособления для безопасной работы монтажников;
- расположение и зоны действия монтажных механизмов;
- способы и места складирования строительных материалов и оборудования.

Работникам должны быть разъяснены условия предстоящей работы, правила применения грузоподъемного оборудования, схемы строповки и меры безопасности при монтаже. Монтажникам необходимо иметь и использовать защитные каски, комбинезоны и рукавицы.

При совместной работе монтажников и машинистов подъемных механизмов следует использовать радиотелефонную связь.

Не допускается выполнение строительно-монтажных работ во время гололеда, тумана, дождя или снегопада, исключающего видимость в пределах фронта работ, грозы и ветра со скоростью 15 м/с (6 баллов) и более.

При уборке строительных отходов и строительного мусора следует применять меры по уменьшению пылеобразования.

При въезде на площадку строительства должна быть установлена схема транспортного движения, указатели безопасных проходов, автодорожные знаки, обозначены зоны отдыха и курения.

Опасные зоны работ (котлованы, работающие механизмы и т.п.) должны быть ограждены от доступа посторонних лиц, либо отмечены предупредительными знаками или надписями.

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.

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.

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 строительства, 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 ППН, ДНС-2, ДНС-3, ДНС-4 имеются 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.

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 ППН, ДНС-2, ДНС-3, ДНС-4 предусмотрено существующими 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 газоэлектросварочные, 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.

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.

8. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Настоящий проект выполнен для действующего предприятия, и соответственно, «План гражданской обороны» и все инженерно-технические мероприятия, проводимые при возникновении или угрозе возникновения Чрезвычайной Ситуации природного характера, разработанные и утвержденные соответствующим образом, для существующих объектов в полной мере распространяются на проектируемые объекты.

Для безопасного ведения технологического процесса, должен быть разработан Технологический регламент. Регламент должен быть утвержден главным инженером предприятия и согласован с департаментом промышленной безопасности.

С целью обеспечения готовности сотрудников группы месторождений Хаиркелды к действиям по локализации и ликвидации последствий возможных аварий, при вводе проектируемых объектов в эксплуатацию, эксплуатационный персонал должен разработать план ликвидации аварий (ПЛА), в котором предусматриваются оперативные действия персонала по предупреждению ЧС, по организации локализации и ликвидации аварий, которые могут причинить вред здоровью и жизни людей, нанести ущерб производственному оборудованию и помещению, а также привести к экологическим катастрофам.

При возникновении производственной аварии (катастрофы) начальник штаба Гражданской обороны объекта немедленно организует оповещение рабочих и служащих предприятия о возникшей опасности.

8.1. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ

Решения по обеспечению безопасной работы при эксплуатации объектов, заложенные в проекте, и направленные на обеспечение устойчивой работы в условиях мирного времени, будут способствовать устойчивой работе и в условиях военного времени. Основные решениям по обеспечению безопасной работы предприятия описаны в разделе 10.

Защитные сооружения гражданской обороны, предназначенные для укрытия и защиты людей от воздействия средств поражения в военное время, также могут использоваться в мирное время для нужд предприятия, защиты персонала от поражающих факторов, стихийных бедствий, катастроф, аварий, и могут быть использованы для защиты при террористических актах.

В связи с малой численностью обслуживающего персонала укрытие предусмотрено в здании операторной.

Для обеспечения охраны от несанкционированного доступа и террористических актов, вокруг объектов имеется защитное ограждение, периметральное освещение территории и видеонаблюдение.

8.1.1. Обоснование прекращения деятельности или перемещения объекта в другое место в военное время

Проектируемые объекты являются стационарными и будут продолжать работу в военное время. Характер производства не предполагает возможность перебазирования, демонтаж оборудования и трубопроводов в особый период не предусматривается, так как объекты ППН, ДНС-2, ДНС-3, ДНС-4 не являются самостоятельными и зависят от функционирования объектов системы добычи, сбора и подготовки нефти. В военное время работа объекта при отсутствии прямой угрозы оперативному персоналу, продолжается. Численность наибольшей работающей смены персонала в военное время определяется планами ГО объекта на военное время и мобилизационными планами.

8.2. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

8.2.1. Возможные опасные факторы. Источники и причины ЧС

Основными опасными факторами на проектируемом объекте являются:

- высокое давление в трубопроводах;
- вращающиеся механизмы;
- высокое электрическое напряжение;
- движущийся автомобильный транспорт.

Источниками опасности на месторождениях являются:

- скважины с устьевой арматурой и трубопроводной обвязкой;
- промысловые и технологические трубопроводы;
- трубопроводная арматура;
- технологическое оборудование;
- электроприёмники и распредустройства;
- силовые кабели и высоковольтные линии.

К причинам, которые могут вызвать чрезвычайную ситуацию, относятся:

- отказ отсекающей арматуры на технологических трубопроводах;
- разгерметизация фланцевого соединения;
- разгерметизация водопровода (порыв, трещина);
- износ металлов вследствие коррозии и эрозии;
- износ, разрушение уплотнителей и муфт насосного оборудования;
- пробой изоляции обмоток электродвигателя;
- нарушение технологического режима, правил техники безопасности, ошибочные действия персонала.

8.2.2. Анализ возможных опасностей и зоны действия опасных факторов

Возможны следующие сценарии развития аварийных ситуаций на технологическом оборудовании и трубопроводах, которые могут носить характер чрезвычайных ситуаций:

- разгерметизация технологического оборудования и трубопроводов полным сечением – загрязнение окружающей среды.

Величина негативных последствий зависит от этапа реализации и масштаба деятельности человека; природных условий; чувствительности природных объектов; а также от эффективности мероприятий по предотвращению загрязнений; методов смягчения последствий и контроля воздействий на окружающую среду.

В результате воздействия вредных и опасных производственных факторов на персонал предприятия, у рабочих могут возникать такие последствия как: несчастный случай, профессиональное заболевание, физическое психологическое перенапряжение. Задачей руководства предприятия является устранение воздействия опасных и вредных производственных факторов на персонал. На месторождении должны регулярно проводиться работы по выявлению источников опасности. Эти работы заключаются в измерении параметров опасных и вредных производственных факторов их оценка в соответствии со стандартами ССБТ, установление характера их воздействия на персонал.

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;
- защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов;
- 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 ППН, ДНС-2, ДНС-3, ДНС-4 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.

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 месторождении 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.

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 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»;
- РД 34.51.101-90 «Инструкция по выбору изоляции электроустановок»;
- 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»
- 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».

10. ПРИЛОЖЕНИЯ

"УТВЕРЖДАЮ"
Генеральный директор
ТОО "KAZPETROL GROUP
(КАЗПЕТРОЛ ГРУП)"
Тазабеков Е.К.
"____" _____ 2025 г.

ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

1	**Полное наименование услуг:**	**ПСД «III-ая очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ в 2026г.»**		
2	**Цель приобретения услуг:**	Обеспечение производительности ППН ЮХ с учетом увеличения поступления жидкости и воды более 100% от допустимой загрузки в 2025-2032г.г.		
3	**Местоположение объекта:**	Республика Казахстан, Кызылординская область, Сырдаринский район, Контрактная территория ТОО "KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)", м/р Хаиркелды, расстояние от г. Кызылорда 240 км.		
4	**Спецификация предоставления услуги:**			
№ лот	**Наименование услуги**	**Ед. измерения**	**Количество**	**Технические характеристики**
1	**ПСД «III-ая очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ в 2026г.»**	услуга	1	Согласно приложение №1
5	**Требования к качеству и безопасности предоставляемой услуги:**	Емкостное оборудование выполнить в качестве СРД. Рраб.=16кг*с/см2		
5.1	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». • СПРК1.03-106-2012 «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 сооружении оборудования и прочих наземных сооружении должны соответствовать по общепринятым требованиям нормативных положении 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.		

		В случаи отклонений от требований стандартов, Поставщик направляет в адрес ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» запрос на согласование отклонений.
5,2	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.
5.3	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 Здраоохранения 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 165 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 исполнителя проектно-сметной документаций в полном объеме. 3. Общий срок на предоставления услуг указанных в пунктах 1 и 2 составляет не более 365 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 изыскательстких 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 относительного 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.
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 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: 1. Государственная лицензия на разработку проектно-сметной документации 1 категории; лицензия Экологическое проектирование 1 категории; 2. Предоставить информацию о наличии в штате организации необходимых специалистов для разработки проектно-сметной документации: дипломы, приказы о назначении; 3. Сотрудники Исполнителя должны иметь допуски по промышленной безопасности (удостоверения Промышленной безопасности, пожарно-технического минимума и охраны труда). 4. Подтверждающие документы о наличии программного обеспечения AutoCad. MS office. MS Project. 5. Предоставление подтверждения наличия маркшейдерской службы; 6. Наличие сертифицированных измерительных приборов, прошедшее ежегодную проверку (акт поверки 2024 года, технический паспорт). 7. 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 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 предоставляемую услугу, 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 соответствие 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 приступать 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: _____ **Ким В.А.**
(Инициатор закупа, должность) **Подпись** **(ФИО)**

Приложение №1
к технической спецификации

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на ПСД «III-ая очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ в 2026г.»

№ п\п	Наименование	Содержание основных данных и требований
1	Наименование проекта	**ПСД «III-ая очередь модернизации (техническое перевооружение) ППН ЮХ в 2026г.»**
2	Местоположение объекта	Республика Казахстан, Кызылординская область, Сырдаринский район, Контрактная территория ТОО "KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)", м/р Хаиркелды, расстояние от г. Кызылорда 240 км.
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. Запроектировать и установить дополнительный НГСВ-50м3 (в тех. схеме С-7) параллельно существующему НГС-50м3 (в тех. схеме С-4). Существующий С-4 НГС-50 необходимо перевести по проекту в 2026г.г. в категорию НГСВ-50. 2. НГСВ-50 С-4 укомплектовать м/ф уровнемером и обвязать клапанным узлом сброса пластовой воды в систему водоочистки. Сброс воды с клапанного узла НГСВ-50-2ед. (С-4 и С-7) осуществить на прием в РВС№4 входной трубопровод Ду200х10 на уровне 5 метров в маточный коллектор внутри резервуара (выполнить в период кап. ремонта РВС№4 V=2000 м3). Установить на выкидной газопровод (С-4 и С-7) отсекатель по жидкости Ду100 Ру16. 3. Запроектировать размещение БДР (НД-40-16) на ДНС-2, ДНС-3, ДНС-4. 4. Запроектировать ресивер газа РГ-10 (1 ступень) и ГС-0,8 (2 ступень) на газопроводе Ду150 на ППН на выходе на ДКС-1, ДКС-2.
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 диметров 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 сооружении оборудования и прочих наземных сооружении должный соответствовать по общепринятым требованиям нормативных положении РК, а также согласно брэндбука 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 нормам 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 организации.
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	Согласно нормам и требованиям государственных стандартов РК

	решениям	
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 2. Отчет по инженерно-геологическим изысканиям 3. Технический регламент 4. План ликвидации возможных аварий. 5. Изометрическая схема технологической обвязки по площадкам (с указанием стыков соединении трубопроводов и запорных арматур, пробоотборные устройства, контрольно-измерительные приборы с технологической линией) 6. Рабочий проект должен отвечать по составу и содержанию требованиям: СНиП РК, ГОСТ-ов и других стандартов, действующих на территории РК. С учетом существующих сооружений и сетей. 7. Проект санитарно-защитной зоны.
19	Разработка проекта организации строительства	Согласно требованию СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»
20	Режим предприятия	Режим работы объектов и установок непрерывный, круглосуточный с расчетной продолжительностью технологического процесса 365 суток в год
21	Особые условия	Схема порядка рассмотрения и утверждения рабочего проекта: 1. Исполнитель представляет Заказчику на согласование график производства работ, с детальным указанием сроков и видов проектных работ; 2. Рассмотрение и согласование с Заказчиком проектных решений проводится в соответствии с утвержденным ГПР. 3. Каждую декаду месяца, предоставлять отчеты по проделанной работе с предоставлением рабочих чертежей в электронной версии; 4. Представитель проектной организации выезжает на объект с целью его обследования, уточнения деталей технического задания и сбора дополнительных исходных данных. 5. Согласовать рабочую документацию с собственниками и эксплуатирующими организациями коммуникаций. 6. Проектирование вести с учетом сложившейся инженерной и транспортной инфраструктуры Контрактной территории. 7. Рассмотрение и согласование принятых решений с Заказчиком. 8. Разработать технологический регламент и план ликвидации возможных аварий. 9. Разработать паспорт на трубопроводы. Получить на проект положительное заключение государственной, энергетической экспертизы и согласования всех заинтересованных органов. 10. Корректировка по результатам экспертизы. 11. Утверждение проекта Заказчиком. Срок согласование с местными контролирующими органами в области промышленной безопасности и экологии не должен превышать 15 календарных дней (если иное не указано в законе РК);
22	Требования к производству авторского надзора	Авторский надзор произвести по отдельному Дополнительному соглашению с Заказчиком в соответствии с требованиями и нормами РК (В ценовом предложении отдельно указать стоимость на услугу авторского надзора)
23		Документацию предоставить на русском языке в печатном варианте в 4-х экз. (при этом, ООС и материалы по Инженерным

	Количество экземпляров проектной документации, передаваемой заказчику	изысканиям по 2 экз.) и 1 экз. в электронном варианте в программе AutoCAD-2010 и PDF на CD диске
24	Требования к электроснабжению и энергосбережению	В проекте предусмотреть электроснабжение электроприемников, термообогрев технологических линий согласно нормам и правилам РК.
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