

TOO «CASPIAN ENGINEERING & RESEARCH»



A16-518-00/11-90025997

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

**ОБУСТРОЙСТВО ЧИНАРЁВСКОГО НГКМ. РАСШИРЕНИЕ СИСТЕМЫ ГАЗЛИФТ
ОТ ПЛОЩАДОК ГЛК НА ЮГО-ВОСТОЧНУЮ ЧАСТЬ ЧИНАРЁВСКОГО НГКМ**

ТОМ 1

Книга 2

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

г. Актау – 2025 г.

TOO «CASPIAN ENGINEERING & RESEARCH»



A16-518-00/11-90025997

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ОБУСТРОЙСТВО ЧИНАРЁВСКОГО НГКМ. РАСШИРЕНИЕ СИСТЕМЫ ГАЗЛИФТ
ОТ ПЛОЩАДОК ГЛК НА ЮГО-ВОСТОЧНУЮ ЧАСТЬ ЧИНАРЁВСКОГО НГКМ

ТОМ 1
Книга 2

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Генеральный директор




Главный инженер проекта

Бабаев А.А

Лубов В.Г.

г. Актау – 2025 г.

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

						A16-518-00/11-90025997-000-ОПЗ		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Обустройство Чинарёвского НГКМ. Расширение системы Газлифт от площадок ГЛК на Юго-восточную часть Чинарёвского НГКМ Пояснительная записка		
Разраб.		Лубов			06.25			
Пров.								
Н. контр.								
ГИП		Лубов			06.25	ТОО "Caspian Engineering & Research" г. Актау		
								

СОДЕРЖАНИЕ:

1	ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ РАБОЧЕГО ПРОЕКТА	8
2	ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН И ТРАНСПОРТ	8
2.1	Исходные данные.....	8
2.1.1	Перечень нормативной документации	8
2.2	ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА	8
2.2.1	Местоположение	8
2.2.2	Климат.....	8
2.2.3	Геолого-гидрогеологические условия.....	10
2.2.4	Физико-механические свойства грунтов.....	11
2.3	ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ	12
2.4	ОРГАНИЗАЦИЯ РЕЛЬЕФА	12
2.5	ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ	13
2.6	ОРГАНИЗАЦИЯ ТРАНСПОРТА.....	13
2.7	ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО ГЕНЕРАЛЬНОМУ ПЛАНУ	13
3	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	14
3.1	ВВЕДЕНИЕ	14
3.2	Исходные данные для проектирования	14
3.3	Мощность проектируемого объекта	15
3.4	Принятые технологические решения	15
3.5	Описание технологической схемы.....	15
3.6	Принятые проектные решения	16
3.6.1	Перечень проектируемых сооружений.....	16
3.6.2	Точка подключения на территории УПН.....	16
3.6.3	Площадка скважины 31.....	17
3.6.4	Площадка скважины 62.....	19
3.6.5	Площадка скважины 67.....	21
3.6.6	Площадка скважины 215.....	22
3.6.7	Площадка скважины 218.....	24
3.6.8	Площадка скважины 230.....	26
3.6.9	Площадка скважины 401.....	28
3.6.10	Газопровод от УПН до скважин.....	30
3.7	ПЕРЕЧЕНЬ ВРЕДНЫХ ОБРАЩАЕМЫХ ВЕЩЕСТВ	35
3.8	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ПО ВЗРЫВО И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ	35
3.9	РЕЖИМ РАБОТЫ. ЧИСЛЕННОСТЬ ТРУДЯЩИХСЯ	36
3.10	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	36

3.11	ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ТРУДА	37
3.12	ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НОРМ И СТАНДАРТОВ.....	38
4	АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ	38
4.1	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	38
4.2	РАСЧЁТНЫЕ ДАННЫЕ	39
4.3	ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ.....	40
4.3.1	Площадки узлов 1.....	40
4.3.2	Площадка узла переключения в районе скв.№67	40
4.3.3	Газопровод.....	41
4.3.4	Свеча	41
4.4	СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	41
5	ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ	41
5.1	АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ.....	41
5.1.1	Исходные данные.....	41
5.1.2	Основные решения по автоматизации	42
5.1.3	Архитектура АСУ ТП	42
5.1.4	Объекты и объём автоматизации	43
5.1.4.1	<i>Блок подогревателя ЕН.....</i>	<i>44</i>
5.1.4.2	<i>Узел учёта и регулирования газа</i>	<i>44</i>
5.1.5	Приборы и средства автоматизации	44
5.1.6	Размещение и монтаж средств автоматизации	44
5.1.7	Электропитание и заземление	45
5.1.8	Требования безопасности.....	46
5.1.9	Перечень применяемых норм и стандартов	46
5.2	ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ.....	47
5.2.1	Введение	47
5.2.2	Основание для проектирования	47
5.2.3	Сокращения, принятые в разделе	47
5.2.4	Перечень нормативных документов и других использованных материалов	48
5.2.4.1	<i>Потребители электроэнергии.....</i>	<i>48</i>
5.2.5	Проектные решения	49
5.2.5.1	<i>Организация системы электроснабжения.....</i>	<i>49</i>
5.2.5.2	<i>Классификация опасных зон</i>	<i>49</i>
5.2.5.3	<i>Кабельные линии</i>	<i>49</i>
5.2.5.4	<i>Электроосвещение.....</i>	<i>50</i>
5.2.5.5	<i>Электростанция переносная ЭС.....</i>	<i>50</i>
5.2.5.6	<i>Система электрообогрева.....</i>	<i>50</i>
5.2.6	Защитные мероприятия	51
5.2.6.1	<i>Защитные меры электробезопасности.....</i>	<i>51</i>

5.2.6.2	Система заземления	51
5.2.6.3	Молниезащита	52
5.2.7	Выбор оборудования.....	52
5.2.8	Приложение 1	52
5.3	ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА	54
5.3.1	Введение	54
5.3.2	Основание для проектирования	54
5.3.3	Сокращения, принятые в разделе	54
5.3.4	Перечень нормативных документов и других использованных материалов	55
5.3.1	Краткая характеристика защищаемых сооружений	55
5.3.2	Проектные решения	56
5.3.2.1	Исходные условия	56
5.3.2.2	Основные требования к системе ЭХЗ проектируемых подземных сооружений	56
5.3.2.3	Основные технические решения	56
5.3.3	Защитные мероприятия	58
6	ПОЖАРОТУШЕНИЕ	59
6.1	Исходные данные.....	59
6.1.1	Основания для проектирования	59
6.1.2	Перечень основных нормативных документов.....	59
6.2	ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ПРОЕКТИРУЕМЫЕ СООРУЖЕНИЯ	60
6.3	ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	61
6.3.1	Классификация проектируемых зданий и сооружений в области пожарной безопасности	61
6.3.2	Расчётные показатели опасных факторов пожара.....	63
6.3.2.1	Расчётные показатели величины индивидуального риска при реализации сценария «Взрыв ТВС»	67
6.3.2.2	Расчётные показатели величины индивидуального риска при реализации сценария «Факельный пожар»	72
6.3.2.3	Критерии допустимого риска	75
6.4	ОПИСАНИЕ СИСТЕМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА	75
6.5	ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ЗДАНИЯМИ, СООРУЖЕНИЯМИ И НАРУЖНЫМИ УСТАНОВКАМИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ПОЖАРНУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ.....	75
6.6	НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ ПРОТИВОПОЖАРНАЯ СЛУЖБА (СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ)....	75
6.7	ПРОЕЗДЫ И ПОДЪЕЗДЫ ДЛЯ ПЕРЕДВИЖНОЙ ПОЖАРНОЙ ТЕХНИКИ	75
6.8	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ СЛУЖБЫ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПОЖАРА	75
6.9	ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО НАРУЖНОМУ ПРОТИВОПОЖАРНОМУ ВОДОСНАБЖЕНИЮ	76
6.10	ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ВНУТРЕННЕМУ ПРОТИВОПОЖАРНОМУ ВОДОСНАБЖЕНИЮ	76
6.11	ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ЛЮДЕЙ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ПОЖАРА.....	76

6.12 ПЕРЕЧЕНЬ ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ПОМЕЩЕНИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ, ПОДЛЕЖАЩИХ ЗАЩИТЕ АВТОМАТИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ И ОБОРУДОВАНИЮ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ	76
6.13 ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ	77
6.14 ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	78
7 ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ	78
7.1 ВВЕДЕНИЕ	78
7.2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА	79
7.2.1 Организация строительной площадки	81
7.3 ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА И САНИТАРНО-ГИГИЕЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ РАБОТАЮЩИХ.....	82
7.4 САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПЕРИОД ВВЕДЕНИЯ ОГРАНИЧИТЕЛЬНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ КАРАНТИНА	83
7.5 РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА.....	85
7.6 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ ПЕРСОНАЛА, РЕЖИМЕ РАБОТЫ И ДРУГИМ УСЛОВИЯМ	85
8 ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	85
8.1 ОСНОВАНИЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	85
8.2 ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	86
8.3 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ПРИНЯТЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	86
8.4 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА	87
8.4.1 Климат.....	88
8.4.2 Геоморфология и гидрология	89
8.4.3 Геологическое строение.....	89
8.4.4 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны	89
8.4.5 Мероприятия по предупреждению ЧС природного характера.....	90
8.4.5.1 Оценка частоты интенсивности проявлений опасных природных процессов.....	90
8.4.5.2 Защитные мероприятия в части электробезопасности	90
8.4.5.3 Специальные защитные мероприятия для строительных конструкций	91
8.4.5.4 Мероприятия по содержанию дорог в зимнее время.....	92
8.4.6 Мероприятия по предупреждению ЧС техногенного характера	93
8.4.6.1 Перечень опасных веществ	93
8.4.6.2 Определение зон действия основных поражающих факторов при возможных авариях	102
8.4.7 Сведения о численности и размещении населения на прилегающей территории, которое может оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии на проектируемом объекте.....	109

8.4.8	Сведения о численности и размещении персонала проектируемого объекта, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии на проектируемом объекте	109
8.4.9	Решения по исключению разгерметизации оборудования и трубопроводов, а также предупреждению аварийных выбросов опасных веществ	110
8.4.10	Сведения о наличии и характеристиках систем контроля радиационной, химической обстановки, обнаружения взрывоопасных концентраций	111
8.4.11	Сведения о наличии и характеристиках систем автоматического регулирования, блокировок и сигнализации	111
8.4.12	Решения по обеспечению беспрепятственной эвакуации людей с территории объекта	112
9	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.....	113

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ РАЗРАБОТАН В СООТВЕТСТВИИ С ДЕЙСТВУЮЩИМИ
НОРМАМИ, ПРАВИЛАМИ, ИНСТРУКЦИЯМИ И ГОСУДАРСТВЕННЫМИ
СТАНДАРТАМИ, СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ
И ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОБЕСПЕЧИВАЕТ БЕЗОПАСНУЮ
ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЗАПРОЕКТИРОВАННЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ СОБЛЮДЕНИИ
ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ПРОЕКТОМ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ (МЕРОПРИЯТИЙ)

Главный инженер проекта



Лубов В.Г

1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ РАБОЧЕГО ПРОЕКТА

Рабочий проект «Обустройство Чинарёвского НГКМ. Расширение системы Газлифт от площадок ГЛК на Юго-восточную часть Чинарёвского НГКМ.» выполнен на основании:

- Задания на проектирование, выданного Заказчиком – ТОО «ЖАИКМУНАЙ»;
- Отчёта инженерных изысканий ТОО «Акжайык Гео».

Рабочий проект выполнен в соответствии с:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство»;
- Составом и характеристиками вновь вводимого оборудования.

Заказчик рабочего проекта - ТОО «ЖАИКМУНАЙ»;

Проектировщик – ТОО «Caspian Engineering & Research».

2 ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН И ТРАНСПОРТ

2.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Раздел Генерального плана Рабочего проекта «Обустройство Чинаревского НГКМ. Расширение системы Газлифт от площадок ГЛК на Юго-Восточную часть Чинаревского НГКМ» разработан на основании:

- Задания на проектирование, выданного Заказчиком - ТОО «Жаикмунай»;
- Материалов инженерных изысканий, выполненных ТОО «Акжайык Гео»;
- Чертежей, разработанных разделами АС, ТХ, ЭС, АТХ.

Основные проектные решения по размещению приняты с учетом назначения проектируемых объектов, существующего положения, требований компании, в полном соответствии с действующими нормами и правилами РК, обеспечивающими безопасную эксплуатацию запроектированного объекта.

2.1.1 Перечень нормативной документации

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство»;
- СН РК 3.01-03-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений».

2.2 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

2.2.1 Местоположение

Размещение проектируемых объектов предусматривается на месторождении Чинарёвское в ограждении действующих объектов УПН.

Чинарёвское месторождение нефтегазоконденсатное, по административному делению расположено в Западно-Казахстанской области Зеленовского района.

Административный центр района — п. Переметный. Административный центр области г. Уральск находится в 80 км от проектируемого объекта. Северо-западные границы месторождения проходят вблизи с территорией Российской Федерации.

2.2.2 Климат

Климатическая характеристика района работ дана по многолетним наблюдениям метеостанций РГП «Казгидромет».

Территория исследования по критериям климатического районирования для строительства расположена в климатическом подрайоне IIIB.

Исследованная территория расположена вдали от океанов и практически лишена смягчающего влияния океанов. Каспийское море, к бассейну которого тяготеет описываемый регион, на степень аридности климата не оказывает воздействия.

В целом климат исследуемой территории отмечается высокой континентальностью и аридностью, которые возрастают в направлении с северо-востока на юго-запад. Высокая континентальность проявляется в резких температурных контрастах дня и ночи, зимы и лета, в быстром переходе от зимы к лету при коротком весеннем периоде.

Наиболее холодным месяцем является январь. Средняя месячная температура в январе минус 11,30С. Абсолютная минимальная температура минус 430С. Зима продолжительная и устойчивая, длится 4 - 5 месяцев, иногда наблюдаются оттепели. С февраля начинается повышение температуры воздуха. Особенно интенсивным оно бывает при переходе от марта к апрелю и составляет в среднем 11-13°С.

Наиболее теплым периодом является июль месяц. Средняя месячная температура в июле плюс 22.60С. Абсолютная максимальная температура воздуха достигает +41.6°С.

Территория относится к зоне недостаточного увлажнения. Относительная влажность воздуха наиболее ярко характеризует степень засушливости климата. В зимний период относительная влажность наибольшая. В самом холодном месяце года, в январе, она в среднем составляет 83%. По мере увеличения притока солнечной радиации и повышения температуры воздуха относительная влажность резко уменьшается и своих наименьших средних месячных значений достигает в июне-августе месяцах.

В самом жарком месяце июле она в среднем составляет 58%.

Рассматриваемая территория атмосферными осадками обеспечена недостаточно. В течение года выпадение атмосферных осадков распределено неравномерно. Основное количество их приходится на теплый период, а в холодный период года осадков выпадает около 30-40% от годового количества.

Основные климатические параметры, приведены ниже в виде таблиц 2.2.2-1 – 2.2.2-5:

Таблица 2.2.2-1 Средняя месячная и годовая t° воздуха, $^{\circ}\text{C}$

Средняя месячная и годовая t° воздуха, $^{\circ}\text{C}$												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
-11.3	-11.3	-4.2	8.0	15.8	20.5	22.6	20.7	14.5	5.9	-2.0	-8.2	5.9

Таблица 2.2.2-2 Температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$

Температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$						Период со средней суточной t° воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$		Продолжи-тельность периода со средне-суточной температурой $t^{\circ} < 0^{\circ}\text{C}$
Абсолютная max	Абсолютная min	Средняя max.	Средняя наиболее холодной пятидневки 0.98	средняя наиболее холодных суток 0.98	Средняя наиболее холодного периода	продолжи-тельность в сутках	Средняя $t^{\circ}\text{C}$	
+41.6	- 43	29,9	-29.6	-32.2	-16.8	193	-4.6	139

Глубина проникновения нулевой изотермы в грунт 137см (при максимуме обеспеченностью 0,90), 162см (при максимуме обеспеченностью 0,98).

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, представленная в таблице 2.2.2-3, рассчитывается по формуле: $d_{fn} = d_0 \sqrt{Mt}$.

СН РК 5.01-02-2013 и СП РК 5.01-102-2013 «Основания зданий и сооружений»

где: M_t - безразмерный коэффициент, численно равный сумме абсолютных значений среднемесячных отрицательных температур за зиму в данном районе.

d_0 – величина, принимаемая равной: для суглинков и глин – 0.23м; супесей, песков мелких и пылеватых – 0.28м; песков гравелистых, крупных и средних – 0.30м.

Таблица 2.2.2-3 Нормативная глубина промерзания грунтов, м

Нормативная глубина промерзания грунтов, м		
Для суглинков и глин	Для супесей, песков мелких и пылеватых	Для песков гравелистых, крупных и средних
1.39	1.70	1.82

Таблица 2.2.2-4 Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха

Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха, %											
II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
80	80	64	54	56	58	57	62	72	82	83	69

Таблица 2.2.2-5 Количество осадков и снежный покров

Количество осадков, мм			Снежный покров	
За год	Жидких осадков за год	Суточный максимум	Средняя дата образования и разрушения устойчивого снежного покрова	Средняя из наибольших высот за зиму, см
111	219	30	86	34,7

Среднее число дней с грозами (за год) – 20.8.

Преобладающее направление ветра в зимний период (декабрь-февраль месяцы) – юго-восточное, в летний период (июнь-август месяцы) – северо-западное.

Район по скоростному напору ветра – III.

Климатический район для строительства – 3 А.

Климатические условия по требованию к строительным материалам и бетону – суровые.

Тип местности по характеру и степени увлажнения – 1.

Дорожно-климатическая зона - IV

2.2.3 Геолого-гидрогеологические условия

В геологическом строении участка исследования до разведанной глубины 3,0-6,0м принимает участие два геолого-генетических комплекса пород отложений.

Нижне-среднечетвертичные аллювиальные отложения Четвертой, Третьей Надпойменной террас (aQ_{I-II}), реки Урал и её притоков распространены с поверхности и сплошным чехлом перекрывают более древние отложения. Литологические отложения представлены суглинками пылеватыми – песчанистыми, коричневого, светло-коричневого цвета с включением карбонатных солей, с прослойками песка, глинами легкими пылеватыми.

С поверхности распространён почвенно-растительный слой, нарушенный (pQ_{IV}).

Гидрогеологические условия района исследования определяются геологическим строением, рельефом и природно-климатическими факторами. Все перечисленные факторы на данной территории обуславливают формирование, накопление и циркуляцию подземных вод различного качества в различных стратиграфических подразделениях и геологических группах пород.

В процессе производства инженерно-геологических изысканий (период изысканий май месяц 2022г.) грунтовые воды скважинами глубиной 3,0-6,0м не вскрыты.

2.2.4 Физико-механические свойства грунтов

В результате инженерно-геологических изысканий были вскрыты грунты, которые выделены в два комплекса пород, в котором по литологическим и физико-механическим свойствам выделено пять инженерно-геологических элемента (ИГЭ).

В геолого-генетическом комплексе современных отложений (Q_{IV}), выделен один инженерно-геологический элемент:

ИГЭ–1. (pQ_{IV}) Почвенно-растительный слой, нарушенный, представлен суглинками темно-бурыми, маловлажными, с корнями травянистой растительности. Мощность 0,4 м.

В геолого-генетическом комплексе ниже-среднечетвертичных аллювиальных отложений (aQ_{I-II}) выделено семь инженерно-геологических элемента:

ИГЭ–2. Суглинок легкий песчанистый светло-коричневый, маловлажный, от твердого до полутвердого, с пятнами гумуса, с прослоями песка, вкраплениями органики, в верхней части слоя – с корнями травянистой растительности.

Суглинок непросадочный (при нагрузке 0,3МПа величина относительной деформации $\epsilon_{sl. д.е.}=0.002-0.006$). Суглинок сильнодеформируемый при естественной влажности (модуль деформации $E=6,24$ МПа) и сильнодеформируемый при водонасыщении ($E=5,80$ МПа).

По относительной деформации набухания без нагрузки ($\epsilon_{sw.}=0,094-0,109$) суглинок от слабо- до сильнонабухающего. Вскрытая мощность 0,2-4,5 м.

ИГЭ-2б. Суглинок легкий песчанистый светло-коричневый, маловлажный, твердый, с вкраплениями и гнездами мела, с пятнами гумуса, с прослоями песка, в верхней части слоя - с корнями травянистой растительности.

Суглинок от слабо- до среднепросадочного (при нагрузке 0,3МПа величина относительной деформации $\epsilon_{sl. д.е.}=0,015-0,065$). Суглинок сильнодеформируемый при естественной влажности (модуль деформации $E=6,91$ МПа) и сильнодеформируемый при водонасыщении ($E=5,00$ МПа).

По относительной деформации набухания без нагрузки ($\epsilon_{sw.}=0,089-0,101$) суглинок от слабо- до средненабухающего. Вскрытая мощность 1,7-3,4 м.

ИГЭ-3. Глина легкая пылеватая буровато-коричневая, маловлажная, от полутвердой до тугопластичной, с меловыми вкраплениями, с пятнами гумуса, с прослоями песка, включениями дресвы.

Глина непросадочная (при нагрузке 0,3МПа величина относительной деформации $\epsilon_{sl. д.е.}=0.003-0.004$). Глина сильнодеформируемая при естественной влажности (модуль деформации $E = 4,50$ МПа) и очень сильнодеформируемая при водонасыщении ($E = 4,31$ МПа).

По относительной деформации набухания без нагрузки ($\epsilon_{sw.}=0,089-0,101$) суглинок от слабо- до средненабухающего. Вскрытая мощность 1,0-1,8 м.

ИГЭ-4. Суглинок тяжелый пылеватый-песчанистый, коричневый, маловлажный, от твердого до тугопластичного, с меловыми вкраплениями, с тонкими прослойками песка, в верхней части – гумусированный, с корнями травянистой растительности.

Суглинок непросадочный (при нагрузке 0,3 МПа величина относительной деформации $\epsilon_{sl. д.е.}=0.001-0.006$). Суглинок сильнодеформируемый при естественной влажности (модуль деформации $E=6,00$ МПа) и сильнодеформируемый при водонасыщении ($E=5,20$ МПа).

По относительной деформации набухания без нагрузки ($\epsilon_{sw.} = 0,091-0,136$) суглинок от слабо- до сильнонабухающего. Вскрытая мощность 0,7-4,7 м.

ИГЭ-4б. Суглинок тяжелый пылеватый-песчанистый, коричневый, маловлажный, твердый, с меловыми вкраплениями, с гнездами и включениями карбонатных солей, с прослойками песка, включениями дресвы.

Суглинок слабопросадочный (при нагрузке 0,3 МПа величина относительной деформации $\epsilon_{sl. д.е.}=0.011-0.036$). Суглинок сильнодеформируемый при естественной влажности (модуль деформации $E = 5,40$ МПа) и сильнодеформируемый при водонасыщении ($E = 4,00$ МПа).

По относительной деформации набухания без нагрузки ($\epsilon_{sw.}=0,077-0,159$) суглинок от слабо- до сильнонабухающего. Вскрытая мощность 0,2-2,1 м.

ИГЭ-5. Песок мелко-среднезернистый, коричневый, маловлажный, средней плотности сложения, с вкраплениями органики, с включениями дресвы.

Песок непросадочный (при нагрузке 0,3 МПа величина относительной деформации ε_{sl} д.е.=0.002).

Суглинок сильнодеформируемый при естественной влажности (модуль деформации $E=9,00$ МПа) и сильнодеформируемый при водонасыщении ($E = 7,83$ МПа). Вскрытая мощность 0,4-3,5 м.

ИГЭ-5б. Песок мелкозернистый, коричневый, маловлажный, средней плотности сложения, с включениями дресвы, в верхней части слоя гумусированный, с корнями травянистой растительности.

Песок слабопросадочный (при нагрузке 0,3 МПа величина относительной деформации ε_{sl} д.е.=0.012-0,015). Песок очень сильнодеформируемый при естественной влажности (модуль деформации $E=4,20$ МПа) и очень сильнодеформируемый при водонасыщении ($E=4,00$ МПа). Вскрытая мощность 1,2-1,5 м.

Грунты ИГЭ-2б, 4б3, 5б обладают просадочными свойствами первого типа. Мощность просадочной толщи 1,0-3,0 м. Величина просадочных деформаций достигает 0,18-1,80 см. Начальное давление просадочности 0,027-0,213 МПа.

По степени засоленности грунты относятся к незасоленным-слабозасоленным, с плотным остатком солей 0,077-0,178%.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению:

- к углеродистой стали – от низкой до высокой (179,5-7,6 Ом*м);
- к алюминию – высокая (рН = 7,82-8,22, хлор-ион 0,023-0,026 %);
- к свинцу – высокая (рН = 7,82-8,22).

Грунты по степени водопроницаемости относятся к водонепроницаемым - слабоводопроницаемым (коэффициент фильтрации равен 0,003-0,03 м/сут).

2.3 ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ

Данный проект включает планировочные решения по расширению системы Газлифт на территории УПН от площадок ГЛК к скважинам №31, 62, 67, 215, 218, 230, 401 (Юго-Восточную часть Чинарёвского НГКМ). Проектом предусматривается размещение на территории скважин оборудования системы Газлифт, подземная прокладка трубопроводов, подключение к существующей фонтанной арматуре трубопроводов газа.

Размещение и перечень дополнительного оборудования представлены в разделе «Технологические решения». Проектируемые технологические площадки располагаются на существующей территории скважин №31, 62, 67, 215, 218, 230, 401 и представляют собой грунтовые площадки с установленными на них оборудованием в блочном исполнении: блока подогревателя, блока узла и регулирования газа.

Расположение технологических площадок на существующей территории скважин, технологических трубопроводов и сетей инженерного обеспечения представлено на чертежах:

- А16-518-00/11-90025997-00-003-ГП – площадка скважины 230;
- А16-518-00/11-90025997-00-004-ГП – площадка скважины 62;
- А16-518-00/11-90025997-00-005-ГП – площадка скважины 215;
- А16-518-00/11-90025997-00-006-ГП – площадка скважины 67;
- А16-518-00/11-90025997-00-007-ГП – площадка скважины 218;
- А16-518-00/11-9002599700-008-ГП – площадка скважины 31;
- А16-518-00/11-90025997-00-009-ГП – площадка скважины 401.

Привязка проектируемых площадок выполнена от существующих сооружений (см. вышеуказанные чертежи).

2.4 ОРГАНИЗАЦИЯ РЕЛЬЕФА

Организация рельефа в проекте не предусматривается. Проектируемые технологические площадки устанавливаются на существующей территории скважин.

2.5 ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ

Инженерные сети (электроснабжения, системы автоматизации) расположены, согласно проектным решениям, представленным в разделах инженерного обеспечения ЭС, КИПиА. Технологические трубопроводы расположены согласно проектным решениям, представленным в разделе технологические решения.

Инженерные сети и технологические трубопроводы запроектированы с учетом взаимного размещения, в плане и продольном профиле, с учетом расположения проектируемых и действующих существующих сооружений основного технологического назначения и инженерного обеспечения.

Прокладка инженерных сетей различного назначения предусмотрена преимущественно в земле, в местах пересечения с инженерными коммуникациями кабели прокладываются в защитной трубе с соблюдением санитарных и противопожарных норм, правил безопасности и эксплуатации сетей.

Планировочные решения взаимного размещения инженерных сетей и технологических трубопроводов представлены на чертежах:

- А16-518-00/11-90025997-00-003-ГП – площадка скважины 230;
- А16-518-00/11-90025997-00-004-ГП – площадка скважины 62;
- А16-518-00/11-9002599700-005-ГП – площадка скважины 215;
- А16-518-00/11-9002599700-006-ГП – площадка скважины 67;
- А16-518-00/11-90025997-00-007-ГП – площадка скважины 218;
- А16-518-00/11-90025997-00-008-ГП – площадка скважины 31;
- А16-518-00/11-90025997-00-009-ГП – площадка скважины 401.

2.6 ОРГАНИЗАЦИЯ ТРАНСПОРТА

Транспортная схема, обеспечивающая транспортные связи, обслуживающего транспорта для технологической площадки и технологических коммуникаций, как на период строительства, так и на период их эксплуатации представлена сетью существующих дорог.

2.7 ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО ГЕНЕРАЛЬНОМУ ПЛАНУ

Основные показатели по генеральному плану представлены в таблице 2.7.1.

Таблица 2.7.1 Основные показатели по генеральному плану

Наименование показателей	Единицы изм.	Количество
Площадка скважины 31		
Площадь существующей территории	га	1.08
Площадь застройки площадки	га	0.01
Площадка скважины 62		
Площадь существующей территории в ограждении	га	0.99
Площадь застройки площадки	га	0.01
Площадка скважины 67		
Площадь существующей территории в ограждении	га	1.02
Площадь застройки площадки	га	0.01
Площадка скважины 215		
Площадь существующей территории в ограждении	га	1.49
Площадь застройки площадки	га	0.01
Площадка скважины 218		
Площадь существующей территории в ограждении	га	0,303

Наименование показателей	Единицы изм.	Количество
Площадь застройки площадки	га	81
Площадка скважины 230		
Площадь существующей территории	га	1.45
Площадь застройки площадки	га	0.01
Площадка скважины 401		
Площадь существующей территории	га	1.42
Площадь застройки площадки	га	0.01

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

3.1 ВВЕДЕНИЕ

Технологический раздел Рабочего проекта «Обустройство Чинаревского НГКМ. Расширение системы Газлифт от площадок ГЛК на Юго-восточную часть Чинаревского НГКМ." ЗКО, р-н Бай-терек», разработан на основании Задания на проектирование.

3.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В качестве исходных данных для проектирования были использованы:

- Задание на проектирование объекта: Обустройство Чинаревского НГКМ. Расширение системы Газлифт от площадок ГЛК на Юго-восточную часть Чинаревского НГКМ." ЗКО, р-н Бай-терек;
- Исходные данные, предоставленные ТОО «Жаикмунай»;
- Материалы инженерно-геологических изысканий, выполненные ТОО «Акжайык Гео».

Компонентный состав топливного газа приведён в Таблице 2.2:

Таблица 2.2 Компонентный состав топливного газа

№ п/п	Наименование параметров	Молярная доля
1	Азот	0,01471
2	Углекислый газ	0,01034
3	H ₂ S	0,00000
4	Метан	0,082458
5	Этан	0,12126
6	Пропан	0,02392
7	i-Бутан	0,00169
8	n-Бутан	0,00224
9	i-Пентан	0,00029
10	n-Пентан	0,00024
11	n-C ₆ +	0,00003
12	Итого	1,00000
1	Удельная плотность	0,651 – 0,659
2	Молекулярный вес	18,8454 – 20,7869

№ п/п	Наименование параметров	Молярная доля
3	Рабочая плотность кг / м ³	114,6476 – 123,8989
4	Рабочая вязкость сР	0,01616 – 0,01686
5	Фактор сжимаемости газа при рабочих условиях	0,8135 – 0,8303 Z фактор

3.3 Мощность проектируемого объекта

Пропускная способность проектируемого трубопровода воздуха КИПиА, согласно заданию на проектирование, составляет: до 50 000 н.м³/сут для каждой скважины, общее количество скважин 7 шт.

3.4 Принятые технологические решения

Проектируемый трубопровод обеспечивает транспортировку газа от компрессоров газлифт С-1100А/В (территория УПН) к скважинам № 31, 62, 67, 215, 218, 230, 401. На территории скважин установлены узлы регулирования газа и подогреватели газа.

Диаметр проектируемого подземного коллектора газа 4", отпайки к скважинам 2".

3.5 Описание технологической схемы

На территории УПН подготовленный товарный газ нагнетается компрессорами С-1100А/В до требуемого давления существующей системы Газлифта (до 120бар/12МПа) и распределяется потребителям по коллектору 6"-PG-1111-E1L.

Подключение проектируемого трубопровода 4"-PG-10101-E1L-50НЕТ производится к существующему шаровому крану 6"900# установленному на коллекторе 6"-PG-1111-E1L см. «Точка подключения 001» (далее ТП 001).

Детально см. чертеж А16-518-00/11-90025997-00-003-ТХ.АК

Подземная часть проектируемого газопровода состоит из:

- линии 4"-PG-11102-E1 от УПН до Т-4
- линии 2"-PG-11103-E1 от Т-4 до Т-3 (Узла переключения в районе скважины N67)
- линии 2"-PG-6701-E1 от Т-3 до скважины 67
- линии 2"-PG-21802-E1 от скважины 67 до скважины 218
- линии 2"-PG-6201-E1 от Т-5 до скважины 62
- линии 2"-PG-23001-E1 от Т-7 до скважины 230
- линии 2"-PG-21501-E1 от Т-6 до скважины 215
- линии 2"-PG-3101-E1 от Т-2 до скважины 31
- линии 2"-PG-40102-E1 от скважины 31 до скважины 401

Детально см. чертеж А16-518-00/11-90025997-00-004-ТХ.АК

Подача газа на каждую скважину производится по трубопроводу 2". Для контроля подачи газа в скважину предусмотрен «Узел учета и регулирования газа».

Узел учета и регулирования газа представляет собой блок оборудования для регулирования объема перекачиваемого газа на газлифте с одновременным измерением и мониторингом температуры и давления по всей длине измерительной линии.

Для поддержания температуры газа предусмотрен «Блок подогревателя».

Линейный нагреватель газа представляет собой систему, предназначенную для повышения и регулирования температуры нагнетаемого скважинного газа, с измерением температуры и давлением, а также системой мониторинга по всей линии нагрева.

Технологические схемы скважин представлены на чертежах А16-518-00/11-90025997-00-005-ТХ.АК, А16-518-00/11-90025997-00-006-ТХ.АК, А16-518-00/11-90025997-00-007-ТХ.АК, А16-518-00/11-90025997-00-008-ТХ.АК, А16-518-00/11-90025997-00-009-ТХ.АК, А16-518-00/11-90025997-00-010ТХ.АК, А16-518-00/11-90025997-00-011-ТХ.АК.

3.6 ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Проектом предусмотрено:

- подземная прокладка проектируемого трубопровода 4" (коллекторная часть), 2" (отпайки к скважинам) по территории месторождения;
- размещение на территории скважин оборудования системы Газлифт;
- подключение к существующей фонтанной арматуре трубопроводов газа;

На существующем объекте ранее выполненным проектом к технологическим площадкам предусмотрены подъезды для специализированных автотранспортных средств, обслуживающих установки, а также для подъезда автомобилей пожарных и аварийных служб.

План расположения площадок и схематичное размещение оборудования представлены на чертеже А16-518-00/11-90025997-00-012-ТХ.

3.6.1 Перечень проектируемых сооружений

В состав проектируемых сооружений газопроводов для транспортировки газа от УПН до скважин №31, 62, 67, 215, 218, 230, 401 входят ниже следующие сооружения:

1. Точка подключения на территории УПН
2. Площадка скважины 31
3. Площадка скважины 62
4. Площадка скважины 67
5. Площадка скважины 215
6. Площадка скважины 218
7. Площадка скважины 230
8. Площадка скважины 401
9. Участки газопровода:
 - Трубопровод от УПН до Т-4 (4"-PG-11102-E1)
 - Трубопровод от Т-4 до Т-3 (2"-PG-11103-E1)
 - Трубопровод от Т-3 до скважины 67 (2"-PG-6701-E1)
 - Трубопровод от скважины 67 до скважины 218 (2"-PG-21802-E1)
 - Трубопровод от Т-5 до скважины 62 (2"-PG-6201-E1)
 - Трубопровод от Т-7 до скважины 230 (2"-PG-23001-E1)
 - Трубопровод от Т-6 до скважины 215 (2"-PG-21501-E1)
 - Трубопровод от Т-2 до скважины 31 (2"-PG-3101-E1)
 - Трубопровод от скважины 31 до скважины 401 (2"-PG-40102-E1)

Состав сооружений и выбор оборудования определялся, исходя из требуемой мощности установки и технологической схемы.

3.6.2 Точка подключения на территории УПН

Подключение проектируемого трубопровода производится к существующей эстакаде компрессоров Газлифт.

Трубопровод 4"-PG-10101-E1L-50НЕТ подключается надземно к существующему шар-крану 6"900# установленному на коллекторе 6"-PG-1111-E1L. На проектируемом трубопроводе 4"-PG-10101-E1L-50НЕТ установлен манометр для измерения давления.

Таблица 3.6.2-1 Точки подключений к существующим трубопроводам

№ точки подключения	Назначение точки подключения	№ технологической схемы	№ монтажного чертежа	Требования к испытаниям трубопроводов
1	Для подключения стального газопровода надземного исполнения к нагнетательному коллектору компрессоров газлифт	A16-518-00/11-90025997-00-003-TX.AK	A16-518-00/11-90025997-00-013-TX	Гидравлические испытания трубопроводов на прочность – 15,0 МПа*, герметичность – 12,0 МПа**. Радиографический контроль сварных соединений – 100%
Примечания: * Продолжительность гидравлических испытаний на прочность не менее 10 минут ** Продолжительность гидравлических испытаний на герметичность 24 часа				

Согласно Приказа Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 359 «Об утверждении Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов», трубопроводы классифицируются:

- трубопроводы газа - группа Б, I категории (Ррас свыше 2,5МПа).

Прокладка трубопроводов осуществляется надземно.

Проектом предусмотрено антикоррозионное покрытие надземных трубопроводов, оборудования и арматуры:

- грунт ГФ-021 (глифталевый), цвет - «серый» по ГОСТ 25129-2020;
- эмаль ПФ-115 (пентафталевая) - 2 слоя, цвет - светло-серый RAL 7035 по ГОСТ 6465-76.

До ввода в эксплуатацию трубопровод подвергнуть очистке полости, гидравлическому или пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность:

- при Рраб свыше 0,5 МПа - Рисп = 1,25 * Рраб.мах, но не менее 0,8 МПа.

Давление испытания на герметичность Рисп. = Рраб.мах

Трубная обвязка представлена на чертеже A16-518-00/11-90025997-00-013-TX.

3.6.3 Площадка скважины 31

На территории существующей скважины присутствуют следующие объекты:

- фонтанная арматура с площадкой обслуживания
- блок-бокс для шкафов КИП и ЭЛ
- обвалование скважины

Таблица 3.6.3-1 Точки подключений к существующим трубопроводам

№ точки подключения	Назначение точки подключения	№ технологической схемы	№ монтажного чертежа	Требования к испытаниям трубопроводов
7	Для подключения стального газопровода надземного исполнения к скважине 31	A16-518-00/11-90025997-00-010-TX.AK	A16-518-00/11-90025997-00-019-TX	Гидравлические испытания трубопроводов на прочность – 15,0 МПа*, герметичность – 12,0 МПа**. Радиографический контроль сварных соединений – 100%

Примечания:

* Продолжительность гидравлических испытаний на прочность не менее 10 минут

** Продолжительность гидравлических испытаний на герметичность 24 часа

На линии проектируемого трубопровода уставлены приборы КИП для измерения давления, температуры и расхода, также патрубков продувки инертным газом (азотом). Перед подключением к фонтанной арматуре скважины предусмотрен обратный клапан 2"900# и кран шаровой 2"900#.

Для контроля подачи газа в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Узел учета и регулирования газа» в блочном исполнении полностью заводского изготовления.

Исходные требования на «Узел учета и регулирования газа» см. А16-518-00/11-90025997-00-001-ТХ.ИТ.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.3-2.

Таблица 3.6.3-2 Техническая характеристика оборудования

Узел учета и регулирования газа		
Тип, марка		Открытое блочное оборудование
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	м ³ /сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчетное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счетчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900

Для поддержания заданной температуры газа подаваемого в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Блок подогревателя».

Исходные требования на «Блок подогревателя» см. А16-518-00/11-90025997-00-002-ТХ.ИТ.

Блок подогревателя представляет собой емкость, оснащенную электрическими ТЭНами с промежуточным теплоносителем ДЭГ в межтрубном пространстве.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.3-3.

Таблица 3.6.3-3 Техническая характеристика оборудования

Блок подогревателя газа		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчетное давление	МПа	13,0
Расчетная температура	°С	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°С	0 ÷ 90
Объем	м ³	0,0566
Количество	шт.	1

Согласно

Приказа Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 359 «Об утверждении Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов»

, трубопроводы классифицируются:

- трубопроводы газа - группа Б, I категории (Ррас свыше 2,5МПа).

Прокладка трубопроводов осуществляется надземно.

Проектом предусмотрено антикоррозионное покрытие надземных трубопроводов, оборудования и арматуры:

- грунт ГФ-021 (глифталевый), цвет - «серый» по ГОСТ 25129-2020;
- эмаль ПФ-115 (пентафталевая) - 2 слоя, цвет - светло-серый RAL 7035 по ГОСТ 6465-76.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры:

- Маты URSA марки М-25(Г) из стеклянного штапельного волокна без каширования, толщиной 50мм;
- Обшивка - лист стальной оцинкованный толщиной для трубопроводов - 0,5мм, для арматуры - 0,8мм.

До ввода в эксплуатацию трубопровод подвергнуть очистке полости, гидравлическому или пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность:

- при Рраб свыше 0,5 МПа - $R_{исп} = 1,25 \cdot R_{раб.мах}$, но не менее 0,8 МПа.

Давление испытания на герметичность $R_{исп.} = R_{раб.мах}$

Трубная обвязка представлена на чертеже А16-518-00/11-90025997-00-019-ТХ.

3.6.4 Площадка скважины 62

На территории существующей скважины присутствуют следующие объекты:

- фонтанная арматура с площадкой обслуживания
- БДР
- обвалование скважины

Таблица 3.6.4-1 Точки подключений к существующим трубопроводам

№ точки подключения	Назначение точки подключения	№ технологической схемы	№ монтажного чертежа	Требования к испытаниям трубопроводов
3	Для подключения стального газопровода надземного исполнения к скважине 62	А16-518-00/11-90025997-00-006-ТХ.АК	А16-518-00/11-90025997-00-015-ТХ	Гидравлические испытания трубопроводов на прочность – 15,0 МПа*, герметичность – 12,0 МПа**. Радиографический контроль сварных соединений – 100%
Примечания: * Продолжительность гидравлических испытаний на прочность не менее 10 минут ** Продолжительность гидравлических испытаний на герметичность 24 часа				

На линии проектируемого трубопровода уставлены приборы КИП для измерения давления, температуры и расхода, также патрубков продувки инертным газом (азотом). Перед подключением к фонтанной арматуре скважины предусмотрен обратный клапан 2"900# и кран шаровой 2"900#.

Для контроля подачи газа в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Узел учета и регулирования газа» в блочном исполнении полностью заводского изготовления.

Исходные требования на «Узел учета и регулирования газа» см. А16-518-00/11-9002599700-001-ТХ.ИТ.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.4-2.

Таблица 3.6.4-2 Техническая характеристика оборудования

Узел учета и регулирования газа		
Тип, марка		Открытое блочное оборудование
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	м ³ /сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчетное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счетчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900

Для поддержания заданной температуры газа подаваемого в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Блок подогревателя».

Исходные требования на «Блок подогревателя» см. A16-518-00/11-90025997-00-002-TX.ИТ.

Блок подогревателя представляет собой емкость, оснащенную электрическими ТЭНами с промежуточным теплоносителем ДЭГ в межтрубном пространстве.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.4-3.

Таблица 3.6.4-3 Техническая характеристика оборудования

Блок подогревателя газа		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчетное давление	МПа	13,0
Расчетная температура	°С	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°С	0 ÷ 90
Объем	м ³	0,0566
Количество	шт.	1

Согласно Приказа Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 359 «Об утверждении Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов», трубопроводы классифицируются:

- трубопроводы газа - группа Б, I категории (Р_{рас} свыше 2,5 МПа).

Прокладка трубопроводов осуществляется надземно.

Проектом предусмотрено антикоррозионное покрытие надземных трубопроводов, оборудования и арматуры:

- грунт ГФ-021 (глифталевый), цвет - «серый» по ГОСТ 25129-2020
- эмаль ПФ-115 (пентафталевая) - 2 слоя, цвет - светло-серый RAL 7035 по ГОСТ 6465-76.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры:

- Маты URSA марки М-25(Г) из стеклянного штапельного волокна без каширования, толщиной 50мм;

- Обшивка - лист стальной оцинкованный толщиной для трубопроводов - 0,5мм, для арматуры - 0,8мм.

До ввода в эксплуатацию трубопровод подвергнуть очистке полости, гидравлическому или пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность:

- при $P_{раб}$ свыше 0,5 МПа - $R_{исп} = 1,25 \cdot P_{раб.мах}$, но не менее 0,8 МПа.

Давление испытания на герметичность $R_{исп.} = P_{раб.мах}$

Трубная обвязка представлена на чертеже А16-518-00/11-90025997-00-015-ТХ.

3.6.5 Площадка скважины 67

На территории существующей скважины присутствуют следующие объекты:

- фонтанная арматура с площадкой обслуживания
- блок-бокс для шкафов КИП и ЭЛ
- обвалование скважины

Таблица 3.6.5-1 Точки подключений к существующим трубопроводам

№ точки подключения	Назначение точки подключения	№ технологической схемы	№ монтажного чертежа	Требования к испытаниям трубопроводов
5	Для подключения стального газопровода надземного исполнения к скважине 67	А16-518-00/11-90025997-00-008-ТХ.АК	А16-518-00/11-90025997-00-017-ТХ	Гидравлические испытания трубопроводов на прочность – 15,0 МПа*, герметичность – 12,0 МПа**. Радиографический контроль сварных соединений – 100%
Примечания: * Продолжительность гидравлических испытаний на прочность не менее 10 минут ** Продолжительность гидравлических испытаний на герметичность 24 часа				

На линии проектируемого трубопровода уставлены приборы КИП для измерения давления, температуры и расхода, также патрубков продувки инертным газом (азотом). Перед подключением к фонтанной арматуре скважины предусмотрен обратный клапан 2"900# и кран шаровой 2"900#.

Для контроля подачи газа в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Узел учета и регулирования газа» в блочном исполнении полностью заводского изготовления.

Исходные требования на «Узел учета и регулирования газа» см. А16-518-00/11-90025997-00-001-ТХ.ИТ.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.5-2.

Таблица 3.6.5-2 Техническая характеристика оборудования

Узел учета и регулирования газа		
Тип, марка		Открытое блочное оборудование
- Размеры в плане	м	1,1х8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в .т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	нм³/сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчетное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")

Узел учета и регулирования газа		
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счетчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900

Для поддержания заданной температуры газа подаваемого в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Блок подогревателя».

Исходные требования на «Блок подогревателя» см. А16-518-00/11-90025997-00-002-ТХ.ИТ.

Блок подогревателя представляет собой емкость, оснащенную электрическими ТЭНами с промежуточным теплоносителем ДЭГ в межтрубном пространстве.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.5-3.

Таблица 3.6.5-3 Техническая характеристика оборудования

Блок подогревателя газа		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчетное давление	МПа	13,0
Расчетная температура	°С	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°С	0 ÷ 90
Объем	м³	0,0566
Количество	шт.	1

Согласно

Приказа Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 359 «Об утверждении Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов»

, трубопроводы классифицируются:

- трубопроводы газа - группа Б, I категории (Р_{рас} свыше 2,5 МПа).

Прокладка трубопроводов осуществляется надземно.

Проектом предусмотрено антикоррозионное покрытие надземных трубопроводов, оборудования и арматуры:

- грунт ГФ-021 (глифталевый), цвет - «серый» по ГОСТ 25129-2020
- эмаль ПФ-115 (пентафталева) - 2 слоя, цвет - светло-серый RAL 7035 по ГОСТ 6465-76.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры:

- Маты URSA марки М-25(Г) из стеклянного штапельного волокна без каширования, толщиной 50мм;
- Обшивка - лист стальной оцинкованный толщиной для трубопроводов - 0,5мм, для арматуры - 0,8мм.

До ввода в эксплуатацию трубопровод подвергнуть очистке полости, гидравлическому или пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность:

- при Р_{раб} свыше 0,5 МПа - Р_{исп} = 1,25 * Р_{раб.тах}, но не менее 0,8 МПа.

Давление испытания на герметичность Р_{исп} = Р_{раб.тах}

Трубная обвязка представлена на чертеже А16-518-00/11-90025997-00-017-ТХ.

3.6.6 Площадка скважины 215

На территории существующей скважины присутствуют следующие объекты:

- фонтанная арматура с площадкой обслуживания

- БДР
- обвалование скважины

Таблица 3.6.6-1 Точки подключений к существующим трубопроводам

№ точки подключения	Назначение точки подключения	№ технологической схемы	№ монтажного чертежа	Требования к испытаниям трубопроводов
4	Для подключения стального газопровода надземного исполнения к скважине 215	A16-518-00/11-90025997-00-007-TX.AK	A16-518-00/11-90025997-00-016-TX	Гидравлические испытания трубопроводов на прочность – 15,0 МПа*, герметичность – 12,0 МПа**. Радиографический контроль сварных соединений – 100%
Примечания: * Продолжительность гидравлических испытаний на прочность не менее 10 минут ** Продолжительность гидравлических испытаний на герметичность 24 часа				

На линии проектируемого трубопровода уставлены приборы КИП для измерения давления, температуры и расхода, также патрубков продувки инертным газом (азотом). Перед подключением к фонтанной арматуре скважины предусмотрен обратный клапан 2"900# и кран шаровой 2"900#.

Для контроля подачи газа в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Узел учета и регулирования газа» в блочном исполнении полностью заводского изготовления.

Исходные требования на «Узел учёта и регулирования газа» см. A16-518-00/11-90025997-00-001-TX.ИТ.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.6-2.

Таблица 3.6.6-2 Техническая характеристика оборудования

Узел учета и регулирования газа		
Тип, марка		Открытое блочное оборудование
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в .т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	нм ³ /сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчетное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счетчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900

Для поддержания заданной температуры газа подаваемого в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Блок подогревателя».

Исходные требования на «Блок подогревателя» см. A16-518-00/11-90025997-00-002-TX.ИТ.

Блок подогревателя представляет собой емкость, оснащенную электрическими ТЭНами с промежуточным теплоносителем ДЭГ в межтрубном пространстве.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.6-3.

Таблица 3.6.6-3 Техническая характеристика оборудования

Блок подогревателя газа		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчетное давление	МПа	13,0
Расчетная температура	°С	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°С	0 ÷ 90
Объем	м³	0,0566
Количество	шт.	1

Согласно

Приказа Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 359 «Об утверждении Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов»

, трубопроводы классифицируются:

- трубопроводы газа - группа Б, I категории (Ррас свыше 2,5 МПа).

Прокладка трубопроводов осуществляется надземно.

Проектом предусмотрено антикоррозионное покрытие надземных трубопроводов, оборудования и арматуры:

- грунт ГФ-021 (глифталевый), цвет - «серый» по ГОСТ 25129-2020
- эмаль ПФ-115 (пентафталева) - 2 слоя, цвет - светло-серый RAL 7035 по ГОСТ 6465-76.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры:

- Маты URSA марки М-25(Г) из стеклянного штапельного волокна без каширования, толщиной 50мм;
- Обшивка - лист стальной оцинкованный толщиной для трубопроводов - 0,5мм, для арматуры - 0,8мм.

До ввода в эксплуатацию трубопровод подвергнуть очистке полости, гидравлическому или пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность:

- при Рраб свыше 0,5 МПа - Рисп = 1,25 * Рраб.тах, но не менее 0,8 МПа.

Давление испытания на герметичность Рисп. = Рраб.тах

Трубная обвязка представлена на чертеже А16-518-00/11-90025997-00-017-ТХ.

3.6.7 Площадка скважины 218

На территории существующей скважины присутствуют следующие объекты:

- фонтанная арматура с площадкой обслуживания
- БДР
- обвалование скважины

Таблица 3.6.7-1 Точки подключений к существующим трубопроводам

№ точки подключения	Назначение точки подключения	№ технологической схемы	№ монтажного чертежа	Требования к испытаниям трубопроводов
6	Для подключения стального газопровода	А16-518-00/11-90025997-00-009-ТХ.АК	А16-518-00/11-90025997-00-018-ТХ	Гидравлические испытания трубопроводов на прочность – 15,0 МПа*,

	надземного исполнения скважине 218	к		герметичность – 12,0 МПа**. Радиографический контроль сварных соединений – 100%
Примечания: * Продолжительность гидравлических испытаний на прочность не менее 10 минут ** Продолжительность гидравлических испытаний на герметичность 24 часа				

На линии проектируемого трубопровода уставлены приборы КИП для измерения давления, температуры и расхода, также патрубков продувки инертным газом (азотом). Перед подключением к фонтанной арматуре скважины предусмотрен обратный клапан 2"900# и кран шаровой 2"900#.

Для контроля подачи газа в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Узел учета и регулирования газа» в блочном исполнении полностью заводского изготовления.

Исходные требования на «Узел учета и регулирования газа» см. А16-518-00/11-90025997-00-001-ТХ.ИТ.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.7-2.

Таблица 3.6.7-2 Техническая характеристика оборудования

Узел учета и регулирования газа		
Тип, марка		Открытое оборудование
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	нм ³ /сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчетное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счетчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900

Для поддержания заданной температуры газа подаваемого в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Блок подогревателя».

Исходные требования на «Блок подогревателя» см. А16-518-00/11-9002599700-002-ТХ.ИТ.

Блок подогревателя представляет собой емкость, оснащенную электрическими ТЭНами с промежуточным теплоносителем ДЭГ в межтрубном пространстве.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.7-3.

Таблица 3.6.7-3 Техническая характеристика оборудования

Блок подогревателя газа		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчетное давление	МПа	13,0
Расчетная температура	°С	-42 ÷ 90

Рабочая температура	°C	0÷90
Объем	м ³	0,0566
Количество	шт.	1

Согласно

Приказа Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 359 «Об утверждении Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов»

, трубопроводы классифицируются:

- трубопроводы газа - группа Б, I категории (P_{рас} свыше 2,5МПа).

Прокладка трубопроводов осуществляется надземно.

Проектом предусмотрено антикоррозионное покрытие надземных трубопроводов, оборудования и арматуры:

- грунт ГФ-021 (глифталевый), цвет - «серый» по ГОСТ 25129-2020
- эмаль ПФ-115 (пентафталевая) - 2 слоя, цвет - светло-серый RAL 7035 по ГОСТ 6465-76.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры:

- Маты URSA марки М-25(Г) из стеклянного штапельного волокна без каширования, толщиной 50мм;
- Обшивка - лист стальной оцинкованный толщиной для трубопроводов - 0,5мм, для арматуры - 0,8мм.

До ввода в эксплуатацию трубопровод подвергнуть очистке полости, гидравлическому или пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность:

- при P_{раб} свыше 0,5 МПа - P_{исп} = 1,25 * P_{раб.тах}, но не менее 0,8 МПа.

Давление испытания на герметичность P_{исп} = P_{раб.тах}

Трубная обвязка представлена на чертеже А16-518-00/11-90025997-00-018-ТХ.

3.6.8 Площадка скважины 230

На территории существующей скважины присутствуют следующие объекты:

- фонтанная арматура с площадкой обслуживания
- блок-бокс для шкафов КИП и ЭЛ
- обвалование скважины

Таблица 3.6.8-1 Точки подключений к существующим трубопроводам

№ точки подключения	Назначение точки подключения	№ технологической схемы	№ монтажного чертежа	Требования к испытаниям трубопроводов
2	Для подключения стального газопровода надземного исполнения к скважине 230	А16-518-00/11-90025997-00-005-ТХ.АК	А16-518-00/11-90025997-00-014-ТХ	Гидравлические испытания трубопроводов на прочность – 15,0 МПа*, герметичность – 12,0 МПа**. Радиографический контроль сварных соединений – 100%
Примечания: * Продолжительность гидравлических испытаний на прочность не менее 10 минут ** Продолжительность гидравлических испытаний на герметичность 24 часа				

На линии проектируемого трубопровода уставлены приборы КИП для измерения давления, температуры и расхода, также патрубков продувки инертным газом (азотом). Перед подключением к фонтанной арматуре скважины предусмотрен обратный клапан 2"900# и кран шаровой 2"900#.

Для контроля подачи газа в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Узел учета и регулирования газа» в блочном исполнении полностью заводского изготовления.

Исходные требования на «Узел учета и регулирования газа» см. А16-518-00/11-90025997-00-001-ТХ.ИТ.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.8-2.

Таблица 3.6.8-2 Техническая характеристика оборудования

Узел учета и регулирования газа		
Тип, марка		Открытое оборудование блочное
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в .т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	нм ³ /сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчетное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счетчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900

Для поддержания заданной температуры газа подаваемого в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Блок подогревателя».

Исходные требования на «Блок подогревателя» см. А16-518-00/11-90025997-00-002-ТХ.ИТ.

Блок подогревателя представляет собой емкость, оснащенную электрическими ТЭНами с промежуточным теплоносителем ДЭГ в межтрубном пространстве.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.8-3.

Таблица 3.6.8-3 Техническая характеристика оборудования

Блок подогревателя газа		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчетное давление	МПа	13,0
Расчетная температура	°С	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°С	0 ÷ 90
Объем	м ³	0,0566
Количество	шт.	1

Согласно

Приказа Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 359 «Об утверждении Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов»

, трубопроводы классифицируются:

- трубопроводы газа - группа Б, I категории (Р_{рас} свыше 2,5МПа).

Прокладка трубопроводов осуществляется надземно.

Проектом предусмотрено антикоррозионное покрытие надземных трубопроводов, оборудования и арматуры:

- грунт ГФ-021 (глифталевый), цвет - «серый» по ГОСТ 25129-2020
- эмаль ПФ-115 (пентафталевая) - 2 слоя, цвет - светло-серый RAL 7035 по ГОСТ 6465-76.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры:

- Маты URSA марки М-25(Г) из стеклянного штапельного волокна без каширования, толщиной 50мм;
- Обшивка - лист стальной оцинкованный толщиной для трубопроводов - 0,5мм, для арматуры - 0,8мм.

До ввода в эксплуатацию трубопровод подвергнуть очистке полости, гидравлическому или пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность:

- при $P_{раб}$ свыше 0,5 МПа - $R_{исп} = 1,25 \cdot P_{раб.мах}$, но не менее 0,8 МПа.

Давление испытания на герметичность $R_{исп.} = P_{раб.мах}$

Трубная обвязка представлена на чертеже А16-518-00/11-90025997-00-014-ТХ.

3.6.9 Площадка скважины 401

На территории существующей скважины присутствуют следующие объекты:

- фонтанная арматура с площадкой обслуживания
- блок-бокс для шкафов КИП и ЭЛ
- обвалование скважины

Таблица 3.6.9-1 Точки подключений к существующим трубопроводам

№ точки подключения	Назначение точки подключения	№ технологической схемы	№ монтажного чертежа	Требования к испытаниям трубопроводов
8	Для подключения стального газопровода надземного исполнения к скважине 401	А16-518-00/11-90025997-00-011-ТХ.АК	А16-518-00/11-90025997-00-020-ТХ	Гидравлические испытания трубопроводов на прочность – 15,0 МПа*, герметичность – 12,0 МПа**. Радиографический контроль сварных соединений – 100%
Примечания: * Продолжительность гидравлических испытаний на прочность не менее 10 минут ** Продолжительность гидравлических испытаний на герметичность 24 часа				

На линии проектируемого трубопровода уставлены приборы КИП для измерения давления, температуры и расхода, также патрубков продувки инертным газом (азотом). Перед подключением к фонтанной арматуре скважины предусмотрен обратный клапан 2"900# и кран шаровой 2"900#.

Для контроля подачи газа в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Узел учета и регулирования газа» в блочном исполнении полностью заводского изготовления.

Исходные требования на «Узел учета и регулирования газа» см. А16-518-00/11-90025997-00-001-ТХ.ИТ.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.9-2.

Таблица 3.6.9-2 Техническая характеристика оборудования

Узел учета и регулирования газа		
Тип, марка		Открытое оборудование блочное

Узел учета и регулирования газа		
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в .т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	нм ³ /сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчетное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счетчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900

Для поддержания заданной температуры газа подаваемого в скважину в проекте предусмотрена установка оборудования «Блок подогревателя».

Исходные требования на «Блок подогревателя» см. А16-518-00/11-9002599700-002-ТХ.ИТ.

Блок подогревателя представляет собой емкость, оснащенную электрическими ТЭНами с промежуточным теплоносителем ДЭГ в межтрубном пространстве.

Техническая характеристика оборудования приведена в таблице 3.6.9-3.

Таблица 3.6.9-3 Техническая характеристика оборудования

Блок подогревателя газа		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчетное давление	МПа	13,0
Расчетная температура	°С	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°С	0 ÷ 90
Объем	м ³	0,0566
Количество	шт.	1

Согласно

Приказа Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 359 «Об утверждении Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов»

, трубопроводы классифицируются:

- трубопроводы газа - группа Б, I категории (Р_{рас} свыше 2,5МПа).

Прокладка трубопроводов осуществляется надземно.

Проектом предусмотрено антикоррозионное покрытие надземных трубопроводов, оборудования и арматуры:

- грунт ГФ-021 (глифталевый), цвет - «серый» по ГОСТ 25129-2020;
- эмаль ПФ-115 (пентафталевая) - 2 слоя, цвет - светло-серый RAL 7035 по ГОСТ 6465-76.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры:

- Маты URSA марки М-25(Г) из стеклянного штапельного волокна без каширования, толщиной 50мм;

- Обшивка - лист стальной оцинкованный толщиной для трубопроводов - 0,5мм, для арматуры - 0,8мм.

До ввода в эксплуатацию трубопровод подвергнуть очистке полости, гидравлическому или пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность:

- при $P_{\text{раб}}$ свыше 0,5 МПа - $R_{\text{исп}} = 1,25 \cdot P_{\text{раб.мах}}$, но не менее 0,8 МПа.

Давление испытания на герметичность $R_{\text{исп.}} = P_{\text{раб.мах}}$

Трубная обвязка представлена на чертеже А16-518-00/11-90025997-00-020-ТХ.

3.6.10 Газопровод от УПН до скважин

- *Трубопровод от УПН до Т-4 (4"-PG-11102-E1).*

Проектируемый подземный трубопровод газлифтного газа диаметром 4" прокладывается от площадки газлифтных компрессоров (Т-1), расположенных на территории УПН до точки Т-4.

Протяженность трубопровода составляет 3590 м.п.

План газопровода см. чертеж А16-518-00/11-90025997-00-022-ТХ, А16-518-00/11-90025997-00-023-ТХ, А16-518-00/11-90025997-00-024-ТХ, А16-518-00/11-90025997-00-025-ТХ, А16-518-00/11-90025997-00-026-ТХ.

На линии проектируемого трубопровода газлифтного газа предусмотрены типовые узлы ОТП-119, ОТП-205 и ОТП-231 (см. чертеж А16-518-00/11-90025997-00-050-ТХ) для подключения будущих скважин 223, 205 и 231.

Между точки Т-2 и Т-4 проектом предусмотрен кран шаровой в подземном исполнении с удлиненным шпинделем 4"900#.

- *Трубопровод от Т-4 до Т-3 (2"-PG-11103-E1).*

Проектируемый подземный трубопровод газлифтного газа диаметром 2" прокладывается от газопровода 4"-PG-11102-E1 до точки Т-3 (Узел переключения в районе скв. N67).

Протяженность трубопровода составляет 285 м.п.

План газопровода см. чертеж А16-518-00/11-90025997-00-026-ТХ.

В точке Т-4 по техническому заданию предусмотрен переход подземного исполнения 100х50мм.

На линии проектируемого трубопровода газлифтного газа предусмотрен Узел переключения в районе скважины 67 (Т-3) (см. чертеж А16-518-00/11-90025997-00-049-ТХ) для подключения будущей скважины 217 (см. чертеж А16-518-00/11-90025997-00-004-ТХ).

- *Трубопровод от Т-3 до скважины 67 (2"-PG-6701-E1)*

Проектируемый подземный трубопровод газлифтного газа диаметром 2" прокладывается от точки Т-3 (Узел переключения в районе скв. N67) до скважины N67.

Протяженность трубопровода составляет 125 м.п.

План газопровода см. чертеж А16-518-00/11-90025997-00-026-ТХ.

- *Трубопровод от скважины 67 до скважины 218 (2"-PG-21802-E1)*

Проектируемый подземный трубопровод газлифтного газа диаметром 2" прокладывается от скважины N62 до скважины N218.

Протяженность трубопровода составляет 766 м.п.

План газопровода см. чертеж А16-518-00/11-90025997-00-026-ТХ.

На территории скважины N62 предусмотрен надземный узел подключения трубопровода 2"-PG-21802-E1 к трубопроводу 2"-PG-11103-E1 располагающийся перед площадкой «Площадка блока подогревателя и узла учета и регулирования газа».

- *Трубопровод от Т-5 до скважины 62 (2"-PG-6201-E1)*

Проектируемый подземный трубопровод газлифтного газа диаметром 2" прокладывается от точки Т-5 до скважины N62.

Протяженность трубопровода составляет 879 м.п.

План газопровода см. чертеж А16-518-00/11-9002599700-023-TX, А16-518-00/11-90025997-00-024-TX.

- *Трубопровод от Т-7 до скважины 230 (2"-PG-23001-E1)*

Проектируемый подземный трубопровод газлифтного газа диаметром 2" прокладывается от точки Т-7 до скважины N230.

Протяженность трубопровода составляет 130 м.п.

План газопровода см. чертеж А16-518-00/11-90025997-00-024-TX.

- *Трубопровод от Т-6 до скважины 215 (2"-PG-21501-E1)*

Проектируемый подземный трубопровод газлифтного газа диаметром 2" прокладывается от точки Т-6 до скважины N215.

Протяженность трубопровода составляет 254 м.п.

План газопровода см. чертеж А16-518-00/11-90025997-00-025-TX.

- *Трубопровод от Т-2 до скважины 31 (2"-PG-3101-E1)*

Проектируемый подземный трубопровод газлифтного газа диаметром 2" прокладывается от точки Т-2 до скважины N31.

Протяжённость трубопровода составляет 4071 м.п.

План газопровода см. чертёж А16-518-00/11-90025997-00-025-TX, А16-518-00/11-9002599700-027-TX, А16-518-00/11-90025997-00-028-TX, А16-518-00/11-90025997-00-029-TX, А16-518-00/11-9002599700-030-TX.

На линии проектируемого трубопровода газлифтного газа предусмотрены типовые узлы ОТП-404 (см. чертёж А16-518-00/11-90025997-00-050-TX) для подключения будущей скважины 404.

В начале трассы газопровода (в районе точки Т-2) проектом предусмотрен кран шаровой в подземном исполнении с удлинённым шпинделем 2"900#.

- *Трубопровод от скважины 31 до скважины 401 (2"-PG-40102-E1)*

Проектируемый подземный трубопровод газлифтного газа диаметром 2" прокладывается от скважины N31 до скважины N401.

Протяжённость трубопровода составляет 2338 м.п.

План газопровода см. чертежи А16-518-00/11-90025997-00-030-TX, А16-518-00/11-90025997-00-031-TX, А16-518-00/11-90025997-00-032-TX.

На территории скважины N31 предусмотрен надземный узел подключения трубопровода 2"-PG-40102-E1 к трубопроводу 2"-PG-3101-E1 располагающийся перед площадкой «Площадка блока подогревателя и узла учёта и регулирования газа».

Пересечения проектируемого газопровода с существующими трубопроводами нефти и газоконденсата, автомобильными дорогами, линиями ВОЛС и другими подземными коммуникациями см. в таблице 3.6.10-1.

Таблица 3.6.10-1 Перечень трубопроводов, пересекаемых газопроводом

№	Наименование пересекаемых коммуникации	Диаметр трубопровода	Пикет пересечения	Примечание
1	Газопровод от УПН до Т-3			

№	Наименование пересекаемых коммуникации	Диаметр трубопровода	Пикет пересечения	Примечание
1.1	Водопровод от УПН до скв. 218	4"	ПК00+30,00	
1.2	Дорога		ПК00+84,55	
1.3	Нефтепровод от УМС "Юг" до УПН	4"	ПК02+77,40	
1.4	Нефтепровод от УКПГ-2 до УПН	4"	ПК03+77,65	
1.5	Газопровод от скв. 119 до УМС "Юг"	2"	ПК05+12,14	
1.6	Нефтепровод от скв. 62 до УПН	4"	ПК08+64,50	
1.7	Нефтепровод до УПН	4"	ПК08+66,68	
1.8	Дорога		ПК15+07,33	
1.9	ЛЭП 10кВ, 3пр		ПК15+22,26	
1.10	Конденсатопровод от скв. 218 до УКПГ-1,2	4"	ПК15+38,30	
1.11	Конденсатопровод до УКПГ-1,2	4"	ПК15+39,95	
1.12	Конденсатопровод от скв. 28 до УКПГ-1,2	4"	ПК15+49,49	
1.13	Конденсатопровод от скв. 61 до УКПГ-1,2	4"	ПК15+50,40	
1.14	Конденсатопровод от скв. 215 до УКПГ-1,2	4"	ПК15+51,44	
1.15	Нефтепровод от скв. 57	4"	ПК15+52,08	
1.16	Газопровод до скв. 62	2"	ПК16+03,80	
1.17	Газопровод до скв. 65	2"	ПК16+04,80	
1.18	Водопровод от БКНС до ВРМ	4"	ПК16+80,71	
1.19	Кабель ВОЛС		ПК16+88,90	
1.20	ЛЭП 10кВ, 3пр		ПК16+96,41	
1.21	Водопровод от БКНС до скв. 50	4"	ПК17+85,41	
1.22	Водопровод от скв. 121 до скв. 53	4"	ПК20+78,67	
1.23	Газопровод от скв. 205 до скв. 20	2"	ПК26+00,08	
1.24	Кабель ВОЛС		ПК27+00,26	
1.25	Дорога		ПК27+12,12	
1.26	ЛЭП 10кВ, 3пр		ПК28+88,30	
1.27	Водопровод от БКНС до скв. 53	4"	ПК30+80,37	
1.28	ЛЭП 10кВ, 3пр		ПК30+84,05	
1.29	Водопровод от БКНС до скв. 53	4"	ПК30+99,16	
1.30	Нефтепровод от скв. 205 до УМС "Юг"	4"	ПК33+94,84	
1.31	Дорога		ПК35+31,34	
1.32	ЛЭП 10кВ, 3пр		ПК35+48,53	
1.33	ЛЭП 10кВ, 3пр		ПК37+87,75	
1.34	Кабель ВОЛС, гл.=0.8-1.0м		ПК39+04,90	
2	Газопровод от Т-5 до скв. 62			
2.1	Нефтепровод до УПН	4"	ПК00+27,21	
2.2	Нефтепровод от скв. 62 до УПН	4"	ПК00+29,90	

№	Наименование пересекаемых коммуникации	Диаметр трубопровода	Пикет пересечения	Примечание
2.3	Конденсатопровод до УКПГ-1,2	4"	ПК05+63,87	
2.4	Конденсатопровод от скв. 218 до УКПГ-1,2	4"	ПК05+65,24	
2.5	Конденсатопровод от скв. 28 до УКПГ-1,2	4"	ПК05+75,34	
2.6	Конденсатопровод от скв. 61 до УКПГ-1,2	4"	ПК05+76,03	
2.7	Конденсатопровод от скв. 215 до УКПГ-1,2	4"	ПК05+76,79	
2.8	Конденсатопровод от скв. 20 до УКПГ-1,2	4"	ПК05+77,45	
2.9	Нефтепровод от скв. 57	4"	ПК05+77,76	
2.10	ЛЭП 10кВ, 3пр		ПК07+3,72	
2.11	Нефтепровод от скв. 62 до УПН	4"	ПК08+40,74	
2.12	Кабель		ПК08+52,28	
2.13	Газопровод	4"	ПК08+56,53	
2.14	Кабель ВОЛС		ПК08+71,28	
3	Газопровод от Т-6 до скв. 215			
3.1	Водопровод от скв. 121 до скв. 53	4"	ПК00+05,94	
3.2	ЛЭП 10кВ, 3пр		ПК01+69,84	
3.3	Дорога		ПК01+84,24	
3.4	Кабель ВОЛС		ПК01+95,59	
3.5	Кабель ВОЛС		ПК02+15,91	
3.6	Кабель		ПК02+41,64	
4	Газопровод от Т-3 до скв. 67			
4.1	Нефтепровод от скв. 67 до УПН	4"	ПК00+52,53	
4.2	Кабель		ПК00+92,73	
4.3	Кабель		ПК00+96,30	
4.4	Газопровод	2"	ПК00+96,37	
4.5	Кабель ВОЛС		ПК01+12,23	
5	Газопровод от скв. 67 до скв. 218			
5.1	Газопровод, гл.=1.6-1.8м	2"	ПК02+09,76	
5.2	ЛЭП 10кВ, 3пр		ПК04+67,66	
5.3	Кабель ВОЛС		ПК04+97,80	
5.4	Водопровод от УПН до скв. 218	4"	ПК07+03,59	
6	Газопровод от Т-2 до скв. 31			
6.1	Водопровод от БКНС до скв. 53	4"	ПК04+76,33	
6.2	ЛЭП 10кВ, 3пр		ПК04+92,89	
6.3	Водопровод от БКНС до скв. R6	4"	ПК05+07,14	

№	Наименование пересекаемых коммуникации	Диаметр трубопровода	Пикет пересечения	Примечание
6.4	Водопровод от БКНС до скв. 53	4"	ПК06+63,40	
6.5	Водопровод от БКНС до скв. R7	4"	ПК13+08,10	
6.6	Кабель ВОЛС		ПК13+73,64	
6.7	Газопровод до УКПГ-1,2	2"	ПК13+90,50	
6.8	Дорога		ПК14+03,17	
6.9	ЛЭП 10кВ, 3пр		ПК14+13,88	
6.10	ЛЭП 35кВ, 3пр		ПК14+37,43	
6.11	Нефтепровод от скв. 205 до УМС "Юг"	4"	ПК16+79,88	
6.12	Конденсатопровод от скв. 209 до УМС "Юг"	4"	ПК16+81,05	
6.13	Нефтепровод до УМС "Юг"	4"	ПК16+89,86	
6.14	Водопровод от БКНС до скв. R8	4"	ПК28+28,63	
6.15	Кабель ВОЛС		ПК28+38,00	
6.16	Нефтепровод от скв. 410 до УМС "Юг"	4"	ПК34+48,29	
6.17	Конденсатопровод от скв. 404 до УМС "Юг"	4"	ПК34+57,52	
6.18	Конденсатопровод от скв. 406 до УМС "Юг"	4"	ПК34+58,76	
6.19	Нефтепровод от скв. 31 до УМС "Юг"	4"	ПК34+88,46	
7	Газопровод от скв. 31 до скв. 401			
7.1	Дорога		ПК02+27,55	
7.2	Кабель ВОЛС		ПК02+83,39	
7.3	Экспортный нефтепровод	4"	ПК02+92,45	
7.4	ЛЭП 10кВ		ПК03+05,80	
7.5	Кабель ВОЛС		ПК03+10,99	
7.6	ЛЭП 10кВ, 3пр		ПК03+48,44	
7.7	Конденсатопровод от скв. 401 до УМС "Юг"	4"	ПК22+12,47	

В соответствии с требованиями ВСН 51-3-85 газопровод по рабочему давлению (свыше 10,0 МПа) классифицируется как промышленный трубопровод категории II и подразделяется:

- в зависимости от давления - I класс;
- в зависимости от транспортируемой среды - I группа.

Промысловый трубопровод согласно ВСН 005-88 раздел 12.9 табл. 4 пункт 5 испытывают одновременно на прочность и герметичность гидравлическим методом на единое испытательное давление равное 1,1Р_{раб}, но не более давления испытания установленной запорной арматуры в течение 12 ч.

Объемы контроля стыков согласно ВСН 005-88 раздел 5.22 табл. 1 составляет 100% от общего числа стыков.

Антикоррозионная изоляция подземного трубопровода выполнена в заводских условиях.

Типовой узел ввода/вывода изолированного трубопровода в грунт см. чертёж А16-518-00/11-90025997-00-051-ТХ.

Не допускать перегиба или провисания труб до максимальных радиусов перегиба при укладке на резкие перепады горизонтальных и вертикальных поверхностей.

В зоне прокладки труб должны использоваться только рыхлые грунты без камней. Следует избегать засыпки замороженным грунтом при холодной погоде в зоне прокладки труб, так как это может вызвать повреждения при ударной нагрузке. Нельзя уплотнять насыпь над трубами с помощью вождения тяжёлого оборудования по линии траншеи, так как это вызовет трещины в трубе.

По трассе газопроводов предусмотрена установка опознавательных знаков на расстоянии не более 1 км друг от друга, а также на углах поворота и перехода трубопроводов через препятствия.

Чертеж опознавательного знака представлен на чертеже А16-518-00/11-90025997-00-055-ТХ.

Участки газопровода, прокладываемого на переходах через автомобильные дороги, предусматривается проложить в стальном защитном кожухе, с установкой вытяжной свечи. Вытяжная свеча предназначена для отвода газа в атмосферу в случае его утечки при разрыве газопровода.

Типовой проход газопровода через автомобильные дороги представлен на чертеже А16-518-00/11-9002599700-052-ТХ.

Вдоль трассы газопровода проектом предусмотрена укладка сигнальной ленты жёлтого цвета шириной 0,2 м с надписью "Огнеопасно - газ" на расстоянии 0,2 м от верхней образующей газопровода.

3.7 ПЕРЕЧЕНЬ ВРЕДНЫХ ОБРАЩАЕМЫХ ВЕЩЕСТВ

Обращаемые в производстве взрывопожароопасные и вредные вещества приведены в Таблице 3.7.-1

Таблица 3.7-1 Обращаемые в производстве взрывопожароопасные и вредные вещества

№№ п/п	Наименование веществ	Предел взрываемости, % объем		Плотность газа, жидкости, кг/м ³		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/м ³		
1	Газ	5	15	-	0,7903	-	472	4	300	ГГ	Спец. одежда спец. обувь, противогаз

3.8 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ПО ВЗРЫВО И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ

Характеристика объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности приведена в Таблице 3.8.-1

Таблица 3.8 -1 Характеристика объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности

№ п/п	Наименование помещений, участков, наружных установок	Вещества, применяемые в производстве	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по Техническому регламенту «Общие требования к пожарной безопасности» от 17.08.2021 № 405	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны по Правилам устройства электроустановок от 20.03.2015 № 230	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017)
1	2	3	4	5	6

№ п/п	Наименование помещений, участков, наружных установок	Вещества, применяемые в производстве	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по Техническому регламенту «Общие требования к пожарной безопасности» от 17.08.2021 № 405	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны по Правилам устройства электроустановок от 20.03.2015 № 230	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017)
1	2	3	4	5	6
1	Площадка блока подогревателя и узла учёта и регулирования газа (для скважин 31, 62, 67, 215, 218, 230, 401)	Газ	A	B – 1г	IIA-T1

3.9 РЕЖИМ РАБОТЫ. ЧИСЛЕННОСТЬ ТРУДЯЩИХСЯ

Увеличение численности обслуживающего персонала по обслуживанию и ремонту вновь установленного оборудования не предусматривается.

3.10 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Мероприятия по охране окружающей среды сводятся к защите водного и воздушного бассейнов, недр почвы и включают в себя мероприятия по снижению отрицательного влияния производственной деятельности установки при:

- монтаже;
- эксплуатации;
- аварийных ситуациях.

Основными отрицательными воздействиями при эксплуатации являются аварийные ситуации, а именно:

- периодические, связанные с нарушением технологического процесса.

Для исключения и предупреждения аварийных ситуаций и максимального снижения их негативного влияния на природную среду необходимо:

- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса, измерение расходов, давления, температуры;
- осуществление постоянного контроля за герметичностью трубопроводов и оборудования;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта, поверхностных и подземных вод на промплощадке и прилегающей территории.

При монтаже необходимо строго соблюдать следующие мероприятия по:

- обеспечению полной герметизации технологических трубопроводов, путем осуществления качества сборных соединений и проведение испытаний на прочность и герметичность;
- тщательному выполнению работ по строительству и монтажу трубопроводов с оформлением актов;

Основными источниками загрязнения поверхностных, подземных вод, недр, почвы на площадке являются:

- дождевые и талые воды;

Все вышеперечисленные источники загрязнения подлежат сбору в соответствии с составом загрязнений в дренажные технологические ёмкости.

Эксплуатационными мероприятиями по защите водных ресурсов от загрязнения и истощения являются:

- применение герметизированной системы;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов, что исключает загрязнение почвы;
- исключение сбросов всех видов стоков в открытые водоёмы или на поверхность земли;
- контроль сварных соединений стальных трубопроводов;
- испытание на прочность и плотность оборудования и трубопроводов.

Источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

- не герметичные соединения трубопроводов;

Для снижения выбросов и загрязнений в период неблагоприятных метеорологических условий необходимо:

- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- усилить контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическим процессом;
- усилить контроль за герметичностью оборудования и трубопроводов путем визуального осмотра.

Контроль вредных выбросов в атмосферу необходимо проводить на содержание в воздухе углеводородов, окиси углерода, окиси азота, двуокиси азота в соответствии с методикой по определению загрязняющих веществ в промышленных выбросах.

Контроль состояния воздушной среды необходимо осуществлять по установленному графику:

- в рабочей зоне производственных помещений и открытых площадках;
- в санитарно-защитной зоне;
- в районе близлежащих населённых пунктов.

3.11 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ТРУДА

Проектируемые сооружения размещены на безопасном расстоянии от существующих промышленных и гражданских сооружений в соответствии с санитарно-защитной зоной и обеспечения противопожарного разрыва.

Проект соответствует нормам и правилам по безопасности труда.

Основными, принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрывопожарных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются:

- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- автоматизация и дистанционный контроль технологического процесса, с использованием аварийной сигнализации и защитных блокировок;
- размещение вредных и взрывопожарных процессов в отдельных помещениях и на открытых площадках.

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

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и испытанию на прочность и герметичность.

При производстве строительных работ должны соблюдаться нормы и правила техники безопасности согласно СН РК 1.03-05-2011 и СП РК 1.03-106-2012.

Молниезащита и защита от статического электричества технологического оборудования и технологических трубопроводов предусмотрена на существующем объекте.

Все мероприятия по технике безопасности и противопожарной безопасности, осуществляемые ТОО «Жаикмунай» должны соответствовать требованиям «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014 № 355.

3.12 ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЪЗУЕМЫХ НОРМ И СТАНДАРТОВ

- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014 № 355.
- ВСН 51-3-85 Проектирование промысловых стальных трубопроводов
- ВСН 005-88 Строительство промысловых стальных трубопроводов
Технология и организация
- ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.
- СН РК 3.05-01-2013 Магистральные трубопроводы.
- СН РК 3.01-03-2011 Генеральные планы промышленных предприятий.
- СН РК 1.03-05-2011 Охрана труда и техника безопасности в строительстве.
- СП РК 3.05-101-2013 Магистральные трубопроводы.
- СП РК 3.01-103-2012 Генеральные планы промышленных предприятий.
- СП РК 1.03-106-2012 Охрана труда и техника безопасности в строительстве.
- СП РК 2.04-01-2017 Строительная климатология.
- ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности», утв. Приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17.08.2021 № 405.
- ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».
- ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности».
- ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества Классификация и общие требования безопасности.
- ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения».
- Приказ Министра здравоохранения РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населённых пунктах, на территориях промышленных организаций».

4 АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

4.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Раздел «Архитектурно-строительные решения» проекта «Обустройство Чинарёвского НГКМ. Расширение системы Газлифт от площадок ГЛК на Юго-восточную часть Чинарёвского НГКМ» разработан на основании:

- Задания на проектирование;
- Данных технологической части проекта, а также данных инженерного обеспечения и инженерно-геологических изысканий.
- В архитектурно-строительной части проекта рассмотрены объёмно-планировочные и конструктивные решения предусматриваемых сооружений.

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

4.2 РАСЧЁТНЫЕ ДАННЫЕ

Район строительства характеризуется следующими условиями:

- климатический район строительства III в;
- нормативная снеговая нагрузка на грунт для IV снегового района по НТП РК 01-01-3.1(4.1) - -1.8 кПа;
- нормативное ветровое давление для III ветрового района по НТП РК 01-01-3.1(4.1) - 0.56 кПа.

По данным инженерно-геологических изысканий основанием фундаментов является суглинок тяжёлый пылеватый-песчанистый,коричневый, маловлажный, от твёрдого дотугопластичного, с меловыми вкраплениями

Нормативная глубина сезонного промерзания для суглинков и глин составляет -1.39 м.

Грунтовые воды до глубины 6м не обнаружены.

Таблица 4.2-1 Нормативные и расчётные характеристики грунтов

ИГЭ	Наименование грунта	Плотность, г/см ³			Удельное сцепление, мПа			Угол внутреннего трения, градус			Модуль деформации, МПа
		ρ_n	ρ_{II}	ρ_I	C_n	C_{II}	C_I	φ_n	φ_{II}	φ_I	E
2, 2б	Суглинок лёгкий песчанистый твёрдый	1,90	1.67	1.67	0.01 0 -	0.007 - -	0.005 - -	23 - -	22 - -	21 - -	5.0

4.3 ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ

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

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство»;
- СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»;
- НТП РК 01-01-3.1(4.1)-2017 «Нагрузки и воздействия на здания. Снеговые нагрузки. Ветровые воздействия»;
- СН РК 5.01-02-2013 «Основания зданий и сооружений»;
- СП РК 5.01-102-2013 «Основания зданий и сооружений»;
- СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СН РК 2.02-01-2023 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти,
- Технический регламент «Требования к безопасности металлических конструкций», утверждённый постановлением Правительства РК от 31.12.2008г. №1353

Принятые объемно-планировочные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию зданий и сооружений.

В проекте запроектирован газопровод газлифта на территории УПН, скважин 31, 62, 67, 215, 218, 401 и технологические площадки.

4.3.1 Площадки узлов 1

Запроектированы площадки узлов 1 на скв.215, 62, 230, 67.

Площадки грунтовые с площадью застройки 71.7 м².

На площадке установлено оборудование в блочном исполнении: блок подогревателя и блок узла учета и регулирования газа.

Блоки устанавливаются на площадки из ж/бетонных дорожных плит по ГОСТ 21924.0-84.

Запроектированы опоры под газопровод из металлических стоек и ж/бетонных фундаментов.

Материал бетонных конструкций бетон на сульфатостойком портландцементе. марка по морозостойкости F100, марка по водонепроницаемости W4.

4.3.2 Площадка узла переключения в районе скв.№67

Площадка выполнена в ограждении с размерами в плане 5.0х3.5 м. Периметр ограждаемой территории 17.0 м. Тип ограждения - съёмное. Высота ограждения 2.2 м.

Конструкция ограждения – металлические сетчатые панели по

СП РК 3.02-142-2014

Стойки ограждения приняты из труб по ГОСТ 8732-78*, устанавливаются в пробурённые скважины. Фундаменты под стойки из монолитного бетона, диаметр скважин 0.4 м. В основании скважин щебень, пропитанный битумом.

Материал бетон кл. С_{16/20} на сульфатостойком портландцементе.

Под узел переключения запроектирована площадка размерами 1.75 х 3.0 м и опоры. Стойки опор и траверсы из стальных прокатных профилей по ГОСТ 30245-2012. Сталь S245 по ГОСТ 27772-2021

Фундаменты под стойки выполняются из монолитного бетона кл.С 16/20 на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W4, по морозостойкости F100.

4.3.3 Газопровод

Прокладка газопроводов предусматривается на отдельно стоящих опорах. Стойки опор и траверсы из стальных прокатных профилей по ГОСТ 30245-2012. Сталь S245 по ГОСТ 27772-2021. Антикоррозионная защита металлических конструкций предусмотрена окраской эмалью ПФ-115 ГОСТ 6465-76* за 2 раза по огрунтованной поверхности из грунтовки ГФ-021 ГОСТ 25129-2020

Фундаменты под стойки выполняются из монолитного бетона кл.С 16/20 на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W4, по морозостойкости F100.

4.3.4 Свеча

Свеча запроектирована из монолитного ж/бетона кл.С_{20/25} на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W4, по морозостойкости F100.

Арматура кл. S 400.

4.4 СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Бетон для бетонных и ж/бетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе ввиду сульфатной агрессии грунтов по отношению к бетонам нормальной плотности.

Марка бетона по водонепроницаемости W4, по морозостойкости F100.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусматривается щебёночная подготовка, пропитанная битумом до полного насыщения. Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом БН-90/10 за два раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Антикоррозионная защита металлических конструкций: все металлические конструкции подвергаются покраске. Слой эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* наносится по грунтовке ГФ 021 ГОСТ 25129-2020. Общая толщина защитного слоя 55 мкм, в соответствии с СН РК 2.01-01-2013 и СП РК 2.01-101-2013

Антикоррозионная защита закладных деталей предусмотрена окраской эмалью ЭП-773 ГОСТ 23143-83 за 2 раза по огрунтованной поверхности из грунтовки ЭП-0010 ГОСТ 28379-89 в один слой.

5 ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ

5.1 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

5.1.1 Исходные данные

Раздел «Автоматизация технологического процесса» Рабочего проекта «Обустройство Чинарёвского НГКМ. Расширение системы Газлифт от площадок ГЛК на Юго-восточную часть Чинарёвского НГКМ», разработан на основании:

- Технического задания на проектирование, выданного нефтяной компанией ТОО «Жаикмунай»;
- Технологических решений;
- Решений по системе автоматизации;
- Технической документации на КИПиСА.

В качестве исходных данных для проектирования были использованы:

- Исходные данные на поставляемые блочно-комплектные установки (БКУ), предоставленные ТОО «Жаикмунай»;
- Материалы инженерно-геологических изысканий, выполненные ТОО «Ақжайық Гео»;

- В разделе проекта рассматривается система контроля и управления технологическими процессами системы Газлифт, предусмотренными на площадках скважин №31, №62, №67, №215, №218, №230, №401.

Целью разработки и внедрения автоматизированной системы управления технологическими процессами АСУ ТП является:

- повышение эффективности управления проектируемыми установками;
- обеспечение рационализации и стабилизации режимов работы технологического оборудования;
- внедрение высокоэффективной и надежной человеко-машинной системы контроля и управления на базе промышленных программируемых контроллеров и современных информационных технологий;
- обеспечение безаварийной эксплуатации технологического оборудования с минимальными теплоэнергетическими затратами, снижение затрат на ремонт оборудования за счет оперативного выявления его неисправностей;
- обеспечение оперативности сбора, обработки и предоставления достоверной и своевременной информации оперативному и диспетчерскому персоналу для контроля и принятий решений;
- повышения производительности и улучшения условий труда персонала;
- предупреждение ошибочных действий обслуживающего персонала.

Настоящий раздел к проекту выполнен в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов республики Казахстан, обеспечивающих безопасную эксплуатацию предусматриваемых объектов.

5.1.2 Основные решения по автоматизации

В качестве системы автоматизации и контроля принята автоматизированная система контроля, управления и безопасности технологическим процессом (АСУ ТП).

Данная система управления и безопасности будет выполнять функции контроля и управления технологическим процессом закачки газа в пласт.

АСУ ТП основана на цифровой микропроцессорной технике, причём функции сбора данных, управления и операторского интерфейса будут выполняться специальными подсистемами, взаимно соединёнными магистралями передачи данных.

Система управления и безопасности технологических процессов должна выполнять следующие функции:

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

5.1.3 Архитектура АСУ ТП

АСУ ТП будет состоять из:

- Распределённой системы управления;
- Системы противоаварийной защиты;
- Системы обнаружения загазованности.

Основные задачи Распределённой системы управления (РСУ) - выполнение всех функций контроля и управления технологическим процессом в замкнутом контуре индивидуальными технологическими устройствами, приборами и направлением командных сигналов исполнительным управляющим элементам на площадках и оборудовании с одновременным направлением информации оператору на человеко-машинные интерфейсы (ЧМИ).

Функции сбора данных, управления и операторского интерфейса будут выполняться программируемыми логическими контроллерами ПЛК.

PCY функционирует в реальном масштабе времени технологического процесса, процессами получения данных от размещённых на площадке контрольно-измерительных приборов.

Первоочередной задачей системы противоаварийной защиты (ПАЗ) является следующее:

- защита персонала;
- защита окружающей среды;
- защита экономических капиталовложений в установку и оборудование;
- долгосрочная бесперебойная работа и надёжность оборудования.

Цель системы ПАЗ:

- автоматического обнаружения неудовлетворительного состояния оборудования;
- автоматических действий в случаях обнаружения опасных условий технологического процесса путём обесточивания оборудования, отключения или перекрытия технологического оборудования;
- обеспечение возможности инициации действий ПАЗ вручную;
- включение звуковой и визуальной тревожной сигнализации через рабочую станцию PCY.

В состав системы ПАЗ входят специальные датчики, устанавливаемые на оборудовании.

Расположенные на площадке КИП и исполнительные механизмы системы ПАЗ отдельные от приборов и исполнительных механизмов, используемых для ведения технологического процесса.

Система обнаружения газа предназначена для обнаружения утечки горючего газа, для предотвращения угрозы персоналу и сооружениям.

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

Точки уставок детекторов горючих газов выражаются в форме процентной доли от значения нижнего предела взрываемости (НПВ) и устанавливаются следующим образом:

Низкая концентрация газа (тревожная сигнализация):

- 20% от НПВ для точечных детекторов на участках технологических установок.

Высокая концентрация газа (аварийная сигнализация):

- 50% от НПВ для точечных детекторов на участках технологических установок.

Передача информации от установок системы газлифта передаётся на АРМ оператора ЧНГМ с помощью существующих ВОЛС (скв. №62, №67, №215, №218) или при помощи радиосвязи (скв. №31, №230, №401).

Оборудование для передачи информации по ВОЛС или радиосвязи размещено в существующих блок-боксах для шкафов КИП и ЭЛ.

5.1.4 Объекты и объём автоматизации

В данном проекте в качестве объектов автоматизации рассматриваются установки системы закачки газа в пласт на следующих скважинах: №31, №62, №67, №215, №218, №230, №401.

К таким установкам на каждой скважине будут относиться:

- Блок подогревателя ЕН;
- Узел учёта и регулирования газа;
- Технологические трубопроводы.

Дополнительно в точке подключения проектируемого трубопровода к существующей эстакаде компрессоров Газлифт производится контроль давления по месту с помощью манометра.

Схемы структурные системы автоматизации для каждой скважины приведены на чертежах:

A16-518-00/11-90025997-00-002-ATX - A16-518-00/11-90025997-00-008-ATX.

Схемы функциональные автоматизации для каждой скважины приведены на чертежах:

5.1.4.1 Блок подогревателя EH

Блок подогревателя запроектирован и поставляется как блочно-комплектная установка полной заводской готовности компанией «SIEMENS Energy d.o.o Belgrade». В комплект БКУ входят все необходимые КИП системы контроля и безопасности, Шкаф управления на основе контроллера производителя Siemens «Simatic S7-1200».

На лицевой панели шкафа управления располагается дисплей с отображением текущего и заданного значения температур среды и нагревательных элементов, переключатель режима работы, кнопка аварийного останова и светосигнальная арматура.

С помощью панели управления ведётся плавное управление нагревателем, аварийная блокировка нагрева при аварийной ситуации.

Передача информации от шкафа контроля нагревателем осуществляется по оптическому кабелю на оптический кросс, установленный в блок-боксе скважины.

5.1.4.2 Узел учёта и регулирования газа

Установка узла учёта и регулирования газа – открытое блочное оборудование в полной заводской комплектации.

В данном проекте для каждой скважины система контроля и управления узлом учёта и регулирования газа реализована на программируемом контроллере производителя Siemens «Simatic S7-1200».

Контроллер со всем необходимым оборудованием (блоки питания, модули ввода/вывода, коммуникационные модули и пр.) размещён в шкафу контроля, который установлен в существующем блок-боксе на каждой скважине соответственно.

Шкаф контроля поставляется в комплекте со скидом Узла учёта и регулирования.

Система контроля и автоматизации ведёт контроль и регулирование расхода закачиваемого газа с учётом давления и температуры. Регулирование ведётся по сигналу от расходомера FQIT на клапан FCV.

При отклонении от заданных параметров или возникновении нештатных ситуации система ПАЗ отсекает процесс закачки. На каждой скважине предусмотрена кнопка ручного аварийного останова.

Дополнительно контролируется давление и температура газа непосредственно перед закачкой. Контроль ведётся с передачей информации оперативному персоналу и дублируется по месту.

5.1.5 Приборы и средства автоматизации

Для расположенных на площадке преобразователей (расхода, температуры, давления) предусматривается 2-проводный сигнальный формат “Smart” с использованием протокола «HART». Диапазон передаваемых сигналов 4-20mA.

Сигналы срабатывания для систем АО - цифровые 24 В постоянного тока.

Все электронные контрольно-измерительные приборы защищены от электромагнитных и высокочастотных помех.

Выбор полевых устройств производился исходя из высокой надёжности в рабочих условиях и соответствия требованиям опасных зон.

Степень защиты от попадания влаги и пыли для оборудования наружного монтажа принимается не менее IP66 по ГОСТ 14254-2015.

Степень защиты от попадания влаги и пыли для оборудования внутреннего монтажа принимается как минимум IP41 по ГОСТ 14254-2015.

Основным подходом к обеспечению безопасности является исполнение приборов с искробезопасными цепями по категории EEx(ia).

Соединительные коробки с защитой типа EEx(e).

5.1.6 Размещение и монтаж средств автоматизации

Приборы и средства КИПиА размещаются непосредственно на технологических трубопроводах и оборудовании.

Все приборы и средства КИПиА монтируются согласно инструкции по монтажу каждого прибора с учетом удобства обслуживания.

Для установки всех контрольно-измерительных приборов на технологическом оборудовании предусмотрены закладные конструкции. Бобышки, гильзы, отборные устройства и другие устройства для монтажа первичных приборов на технологических трубопроводах и оборудовании, должны быть установлены до начала монтажа приборов организациями, изготавливающими и монтирующими технологическое оборудование и трубопроводы.

Монтаж приборов и средств автоматизации, электрических и трубных проводок должен быть выполнен в соответствии со схемами внешних проводок, кабельным журналом, планами расположения оборудования и проводок, чертежами установки приборов.

Материалы, применяемые для изготовления закладных конструкций должны соответствовать давлению технологического процесса и быть совместимыми с технологическими средами. Предусматривается использование для этих целей нержавеющей сталь.

Все приборы должны быть окрашены, за исключением смотровых стекол (дисплеев), движущихся частей, вентилей и дренажа, фитингов и кабельных сальников, бирок с номером.

Кабельные проводки выполнены кабелями, разрешенными для применения в тяжелых климатических, атмосферных условиях и в опасных зонах, и соответствуют типу CU/PVC/OSCR/PVS/SWA/PVS. Сечение жилы 1.5 мм².

Для подсоединения отдельных датчиков к местным соединительным коробкам предусмотрена витая пара.

Многожильные кабели будут прокладываться от соединительных коробок к Шкафу контроля (блок-бксу). Для многожильных кабелей предусмотрен резерв не менее 10%.

Предусматривается защита кабелей от механического повреждения за счёт брони из стальных проволок.

Прокладку кабелей по раме блока нагревателя и по скиду блока учёта и регулирования предусматривается выполнять открыто по строительным конструкциям и основаниям в оцинкованных стальных коробах.

По территории скважин кабели прокладываются непосредственно в земле в траншее.

При укладке кабелей в траншее предусматривается выполнять подстилающий слой и засыпку из песка. Глубина траншеи принимается 0.9 метра, если иная не указана на чертежах. При пересечении дорог предусмотрена прокладка кабелей в неметаллических двухслойных трубах.

При параллельной прокладке и при пересечении с подземными трубопроводами различного назначения сближение кабелей по горизонтали и вертикали принимаются согласно нормативным требованиям ПУЭ.

Планы межплощадочных сетей приведены на чертежах:

A16-518-00/11-9002599700-030-ATX - A16-518-00/11-90025997-00-036-ATX.

Ввод кабелей в кожухи КИП и в клеммные коробки предусматривается через сертифицированные уплотнительные кабельные вводы и шайбы по коду IP.

5.1.7 Электропитание и заземление

Для электроснабжения средств автоматизации проектом предусмотрена подача следующих типов электропитания:

- 220В AC, 50Гц, однофазное. Такое питание предусмотрено в шкафу контроля для освещения, вентиляции и для ремонтных розеток.
- 220В AC, 50Гц, однофазное от источника бесперебойного питания. Данное питание подводится к системе управления и безопасности.
- 24В DC (пост. ток) для запитки полевого оборудования от преобразователей напряжения, входящих в состав АСУ ТП. Также 24В DC в качестве дискретных сигналов будет поступать от модулей контроллеров.

Внутри шкафа контроля установлены 2 резервируемых модуля питания, которые запитываются от ИБП.

В случае отказа этих обоих источников, установленный в шкафу контроля резервный модуль электропитания обеспечит бесперебойное питание нагрузок. Предусмотрены аккумуляторные батареи.

Согласно СН РК 4.02-03-2012 система бесперебойного электропитания должна обеспечивать функционирование распределительной системы управления и противоаварийной защиты и полевого оборудования контрольно - измерительных приборов и автоматики в течение 30 минут после аварийного отключения электроэнергии.

Оборудование АСУ ТП (приборы, Шкафы управления и пр.) надёжно заземлено.

Подвод электропитания к Шкафам контроля и контуры заземления запроектированы в электротехнической части проекта.

5.1.8 Требования безопасности

Вновь проектируемые объекты относятся, в соответствии с ПУЭ, к взрывоопасным, поэтому проектом предусмотрено следующее:

- уровень взрывозащиты средств, планируемых к установке во взрывоопасной зоне, принят соответствующим классу взрывоопасной зоны;
- для электрических проводок предусмотрены кабели с медными жилами;
- все кабели покрыты изоляцией типа ПВХ;
- климатическое исполнение выбранных технических средств принято не ниже IP54.

Во взрывоопасных зонах предусмотрено заземление всего оборудования постоянного и переменного тока при всех напряжениях, защитные трубы, а также все металлоконструкции, на которых устанавливаются средства КИПиА.

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют:

- Правилам устройств электроустановок ПУЭ;
- Строительным нормам и правилам систем автоматизации СН РК 4.02-03-2012, СН РК 4.02-103-2012.

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 систем должны быть заземлены как с помощью внутреннего заземляющего зажима, так и наружного. Место присоединения наружного заземляющего проводника должно быть защищено и предохранено от коррозии путём нанесения консистентной смазки. По окончании монтажа необходимо проверить величину сопротивления заземляющего устройства.

5.1.9 Перечень применяемых норм и стандартов

- СН РК 4.02-03-2012 Системы автоматизации;
- СП РК 4.02-103-2012 Системы автоматизации;
- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014 № 355;
- СН РК 4.04.07-2023 и СП РК 4.04-107-2013 Электротехнические устройства.
- Правила устройства электроустановок, утв. Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230;

- СТ РК 2.109-2006 – Сигнализаторы дозврывоопасных концентраций непрерывного действия. Общие требования к установке, техническому обслуживанию и поверке;
- ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).
- ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества Классификация и общие требования безопасности.

5.2 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

5.2.1 Введение

В электротехнический раздел настоящего проекта входит разработка схем электроснабжения, основных решений по выполнению силового электрооборудования, внутримплощадочных электросетей, защитного заземления, молниезащиты, системы электрического обогрева проектируемых участков трубопровода.

5.2.2 Основание для проектирования

Электротехнический раздел рабочего проекта «Обустройство Чинаревского НГКМ. Расширение системы Газлифт от площадок ГЛК на Юго-восточную часть Чинаревского НГКМ» разработан на основании:

- технического задания на проектирование, ТОО «Жаикмунай»;
- материалов инженерно-геологических изысканий;
- технических условий на электроснабжение от 24.06.2025 г.;
- принятых решений, приведённых в смежных частях данного проекта.

5.2.3 Сокращения, принятые в разделе

Перечень сокращений, принятых в разделе, представлен в таблице 5.2.3-1.

Таблица 5.2.3-1. Перечень сокращений

Сокращение	Расшифровка терминов
РК	Республика Казахстан
ПУЭ РК	Правила устройства электроустановок Республики Казахстан
РД	Руководящий нормативный документ
СН РК	Строительные нормы Республики Казахстан
СП РК	Свод правил Республики Казахстан
НГКМ	Нефтегазоконденсатное месторождение
ГЛК	Газлифтный компрессор
КТПН	Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
БКУ	Блочная комплектная установка
ЭС	Электростанция
УКЗН	Устройство катодной защиты низковольтное
ДВ	Щит силовой распределительный
кВА	Киловольт-ампер – единица измерения полной мощности
кВт	Киловатт – единица измерения активной мощности
кВ	Киловольт – единица измерения напряжения
лк	Люкс – единица измерения освещенности

Ом	Ом – единица измерения сопротивления электрическому току
м	Метр – единица измерения расстояния

5.2.4 Перечень нормативных документов и других использованных материалов

Основные нормативные документы, принятые для руководства в работе над проектом, представлены ниже:

- ПУЭ РК «Правила устройства электроустановок»;
- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство»;
- СН РК 4.04-07-2023 «Электротехнические устройства»;
- СП РК 4.04-107-2023 «Электротехнические устройства»;
- СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений»;
- ГОСТ 12.1.030-81 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;
- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014 № 355 (ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ)

5.2.4.1 Потребители электроэнергии

На территории площадок газлифтных скважин N31, 62, 67, 215, 218, 230, 401 проектируются следующие сооружения:

- площадка блока подогревателя и узла учёта и регулирования газа;
- УКЗН (для площадки скв.N215).

Основными потребителями электроэнергии по данному проекту являются следующие объекты:

- вспомогательное электрооборудование узла учета и регулирования газа;
- блок управления линейного нагревателя;
- система электрообогрева участков технологических трубопроводов.

В соответствии с классификацией ПУЭ РК, проектируемые на территориях площадок потребители электроэнергии систем Газлифт относятся к III категории надёжности электроснабжения.

УКЗН, вновь устанавливаемая, на территории площадки скважины N215 является потребителем II категории надёжности электроснабжения.

Суммарная установленная и расчетная мощности проектируемых потребителей представлены в Таблице 5.3.1-1

Таблица 5.3.1-1 Суммарная установленная и расчётная мощности

Площадка скважины 31		
Общая суммарная Руст./Ррасч.	кВт	61,3/54,5
Площадка скважины 62		
Общая суммарная Руст./Ррасч.	кВт	59,4/53,4
Площадка скважины 67		
Общая суммарная Руст./Ррасч.	кВт	59,8/53,7
Площадка скважины 215		
Общая суммарная Руст./Ррасч.	кВт	61,8/55,2
Площадка скважины 218		

Общая суммарная Руст./Прасч.	кВт	61,0/54,8
Площадка скважины 230		
Общая суммарная Руст./Прасч.	кВт	60,4/54,3
Площадка скважины 401		
Общая суммарная Руст./Прасч.	кВт	60,4/54,3

Расчёт нагрузок проектируемого электрооборудования площадок скважин приведён в Приложении 1.

5.2.5 Проектные решения

5.2.5.1 Организация системы электроснабжения

Распределение электроэнергии к потребителям площадок скважин N31, 62, 67, 215, 218, 230, 401 осуществляется от вновь проектируемых распределительных щитов DB. Проектируемые щиты устанавливаются в существующих блок-боксах на площадках скважин.

Электроснабжение силовых распределительных щитов DB проектом предусмотрено выполнить от свободных фидеров (согласно выданных ТУ на подключение), существующих трансформаторных подстанций КТПН 10/0,4 кВ находящихся на территории площадок скважин.

Электроснабжение УКЗН для системы катодной защиты, установленное на площадке скважины N215, выполняется по II категории надёжности. Основным источником электропитания является свободный фидер КТПН 10/0,4 кВ площадки скважины N215, резервным источником питания переносная электростанция.

Все проектируемые потребители используют питающие напряжения класса 0,23/0,4 кВ 50 Гц.

5.2.5.2 Классификация опасных зон

В соответствии с классификацией ПУЭ Республики Казахстан, площадки газлифтных скважин имеют в своем составе взрывоопасные зоны класса В-Iг, пространства у наружных технологических установок содержащих горючие газы или легковоспламеняющихся жидкостей.

Границы и класс опасных зон показаны в графической части проекта.

5.2.5.3 Кабельные линии

Для распределения электроэнергии до проектируемых потребителей скважин предусматривается проложить силовые питающие и распределительные электросети, а также цепи контроля и управления электроустановками. Прокладка кабельных линий осуществляется скрыто в земле в траншее.

Все проводники выбраны по условию допустимых длительных токов с учётом необходимого резерва по пропускной способности, проверены на допустимое падение напряжения под действием протекания расчётного тока, а так же проверены на надёжное отключение защитным аппаратом при однофазном коротком замыкании в наиболее удалённых участках цепи. Для нормального режима работы отклонение напряжения не должно превышать 5% от номинального значения.

Силовые кабели имеют изоляцию из материалов, не распространяющих горение с оболочкой, обладающей повышенной термической стойкостью. Во взрывоопасных зонах и снаружи предусмотрена прокладка бронированных кабелей.

Для прокладки приняты бронированные кабели марки ВБбШвнг напряжением 0,66 кВ, имеющие защитную оболочку от механических повреждений и наружную защитную оболочку, предохраняющую от коррозии.

Радиусы изгиба кабелей при выполнении кабельных разделок и при прокладке кабелей должны быть не менее, указанных в стандартах или ТУ на соответствующие марки кабелей. Места вводов кабелей в помещения модулей электроустановок герметизируются.

В проекте для силового кабеля приняты равные сечения основных токоведущих жил, а так же жил нулевых рабочих (N) и защитных проводников (РЕ), входящих в состав кабеля.

Защита линий питания от перегрузок и коротких замыканий осуществляется при помощи автоматических выключателей установленных в распределительных устройствах.

При подземной прокладке в траншеях кабели укладываются на песчаную постель и засыпаются сверху песком. Поверх трассы кабельной линии укладывается специальная полиэтиленовая предупреждающая сигнальная лента. На участках с движением автотранспорта и на пересечениях с автодорогами подземные кабели защищаются трубами.

5.2.5.4 Электроосвещение

Система освещения территории существующая, исправно функционирующая. Существующая система освещения обеспечивает необходимую освещённость согласно нормам РК. Изменения в данной системе не предусматриваются.

5.2.5.5 Электростанция переносная ЭС

Проектом предусматривается переносная электростанция ЭС - бензиновый генераторный агрегат типа STALKER SPG, напряжением 220В, номинальной мощностью 0.9 кВт, в качестве резервного источника питания установки катодной защиты УКЗН вновь устанавливаемой на территории площадки скважины №215.

Для безопасного производства работ переносная электростанция подключается к заземляющему устройству УКЗН.

Технические характеристики бензинового генератора представлены в таблице 5.2.6-1

Таблица 5.2.6-1 Технические характеристики переносной электростанции ЭС

Основные параметры	Значения
Производитель	STALKER
Модель	SPG-1600
Номинальная мощность	0,9 кВт
Максимальная мощность	1,1 кВт
Количество фаз	1
Расход топлива (при нагрузке 80 % номинальной мощности)	0,6 л/ч
Напряжение	220 В
Частота	50 Гц
Тип охлаждения	воздушное
Количество оборотов двигателя	3000 об/мин
Объем двигателя	87 см ²
Объем топливного бака	6 л
Система запуска	ручной стартер
Тип генератора	синхронный
Количество розеток 16А/220В	1

5.2.5.6 Система электрообогрева

Для защиты от замерзания надземных участков технологических трубопроводов, проектом предусмотрена система электрического обогрева. Системы электрообогрева выполнены на базе саморегулирующихся греющих кабелей компании «RAYCHEM» соответствующей мощности и

дополнительных комплектующих изделий и аксессуаров, используемых для монтажа системы электрообогрева. Контроль над температурой, осуществляется при помощи электронных линейных термостатов с датчиками температуры поверхности трубопроводов. Система управления электрообогревом обеспечивает высокую точность уровня поддерживаемой температуры и обеспечивает экономию электроэнергии за счёт автоматического регулирования мощности в зависимости от температуры обогреваемой поверхности (трубопроводов).

Питание системы электрообогрева надземных участков технологических трубопроводов осуществляется от распределительных шкафов площадок скважин типа DB, установленных в существующих блок-боксах на площадках.

5.2.6 Защитные мероприятия

Настоящим разделом проекта предусматриваются защитные мероприятия в части электро- и противопожарной безопасности, молниезащиты и защиты от статического электричества.

Все электромонтажные работы по строительству сооружений площадки резервуаров для хранения нефтепродукта следует выполнить в строгом соответствии требований ПУЭ Республики Казахстан и СП РК 4.04-107-2013

5.2.6.1 Защитные меры электробезопасности

Для обеспечения электробезопасности при производстве работ на проектируемом объекте предусматриваются следующие защитные меры:

- защитное заземление и зануление;
- защитное автоматическое отключение питания;
- заземление всех корпусов электрических машин, светильников, вторичных обмоток измерительных трансформаторов, металлических корпусов и каркасов всех распределительных щитов, шкафов управления, металлических оболочек и брони силовых и контрольных кабелей, стальных труб электропроводки и других металлических конструкций, связанных с установкой электрооборудования, а так же кабеленесущих конструкций;
- уравнивание потенциалов;
- молниезащита;
- защита от статического электричества.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током в зданиях и сооружениях для электроприемников предусматривается общее заземляющее устройство.

В распределительной сети 0,4 кВ принята система заземления «TN-C-S». В качестве нулевого защитного проводника используется 3-я (5-я) жила кабеля.

С целью выравнивания электрических потенциалов строительные и производственные конструкции, стационарно проложенные трубопроводы всех назначений, металлические корпуса электротехнического и технологического оборудования, оболочки кабелей и т.д. должны быть присоединены к системе общего уравнивающего заземления.

В качестве заземляющих проводников системы уравнивания потенциалов используются защитные проводники, в качестве которых применяется оцинкованная сталь сеч. 40x4 и 25x4 мм².

5.2.6.2 Система заземления

Система заземления площадок скважин спроектирована на основании требований ПУЭ РК, СП РК 2.04-103-2013 и других нормативных документов, обеспечивает надёжное заземление всего электрического и технологического оборудования.

В проектируемых электрических сетях применяется система трехфазного переменного тока с глухозаземленной нейтралью напряжением 380/220 В.

Основным средством защиты обслуживаемого персонала от поражения электрическим током является защитное заземление, построенное по схемам «TN-C-S».

Система представляет собой наружный контур заземления технологических площадок, зданий, сооружений. Заземляющие контуры выполняются из вертикальных стальных электродов \varnothing 16 мм длиной

3 м каждый, соединённых горизонтальными заземлителями, выполненных из полосовой стали сечением $40 \times 4 \text{ мм}^2$, прокладываемых в земле на глубине 0,5-1,0 м.

В качестве заземляющих проводников для присоединения защищаемых объектов к контуру заземления используется полосовая оцинкованная сталь сечением $25 \times 4 \text{ мм}^2$. Заземляющие контуры выполнены на расстоянии 0,6...1,5 м от фундаментов площадок.

В связи с тем, что удельное сопротивление грунтов может значительно меняться по технологической площадке в зависимости от расположения защищаемого объекта, определение расчетом необходимого количества вертикальных заземлителей может не обеспечить требуемой ПУЭ РК величины сопротивления при замерах, проводимых наладочной организацией. В таких случаях, для достижения необходимой величины сопротивления, к выполненному контуру добавляются дополнительные вертикальные электроды.

5.2.6.3 Молниезащита

Проектируемые объекты в своем составе имеют наружные установки с взрывоопасными зонами. Защита от прямых ударов и вторичных проявлений молнии выполняется согласно требованиям главы 37 ПУЭ РК и СП РК 2.04-103-2013.

Система молниезащиты площадок скважин существующая, исправно функционирующая. Вновь устанавливаемое технологическое оборудование попадает в зону действия защиты существующих молниеприемников, установленных на мачтах освещения площадок скважин.

Защита зданий и сооружений объектов площадок газлифтных скважин от прямых ударов молнии осуществляется по II категории.

5.2.7 Выбор оборудования

Все электрооборудование выбирается в соответствии с условиями среды, в которой оно будет эксплуатироваться, и классификацией объектов по взрыво- и пожароопасности.

Силовое электрооборудование, а также аппараты защиты, управления и сигнализации, типы и конструкции питающих и распределительных сетей на всех площадках выбираются на основании электрических нагрузок технологических и прочих установок. Электромонтажные работы выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ и СП РК 4.04-107-2013, а также требованиями ссылочных документов и заводских инструкций по монтажу электрооборудования и кабельных трасс.

5.2.8 Приложение 1

Приложение 5.2.9-1

Исходные данные									Расчетные величины			Эффективное число ЭП** $n_{\Sigma} = (\sum P_n)^{**2} / n^*(p_n)^{**2}$	Коэффициент расчетной нагрузки, Кр (Ко***)	Расчетная мощность				Расчетный ток, А $I_p = Sp / (\sqrt{3} * U_n)$	Годовое число часов исп. макс.мощн.	Годовой расход эл.энергии, тыс. кВт*ч
по заданию технологов						по справочным данным			$K_i * P_n$	$K_i * P_n * tg \varphi$	$n^*(p_n)^{**2}$			активная, кВт $P_p = K_p * \sum K_i * P_n$	реактивная, кВар $Q_p = 1,1 * \sum K_i * P_n * tg \varphi$ при $n_{\Sigma} \leq 10$; $Q_p = \sum K_i * P_n * tg \varphi$ при $n_{\Sigma} > 10$	полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^{**2} + Q_p^{**2}}$				
№ единицы оборудования	Наименование ЭП	ОБОРУДОВАНИЕ	Кол-во ЭП, шт.* n	Номинальная (устан.) мощность, кВт*		коэффициент использования, Ки	коэффициент реактивной мощности													
				одного ЭП, pn	общая, Pn=n*(pn)		cos φ	tg φ												
Площадка скважины 31																				
1	DB_UPS_31	1	1	8,3	8,3	0,8	1,0	0,2	6,8	1,4	68,1									
2	ЕН-31	1	1	53,0	53,0	0,9	0,9	0,5	47,7	23,1	2809,0									
	ИТОГО ПО ОБЪЕКТУ:		2		61,3	0,9			54,5	24,5	2877,1	1,3	1,0	54,5	24,5	59,7	90,7	6500,0	353,9	
Площадка скважины 62																				
1	DB_UPS_62	1	1	6,4	6,4	0,9	1,0	0,2	5,7	1,4	41,0									
2	ЕН-62	1	1	53,0	53,0	0,9	0,9	0,5	47,7	23,1	2809,0									
	ИТОГО ПО ОБЪЕКТУ:		2		59,4	0,9			53,4	24,5	2850,0	1,2	1,0	53,4	24,5	58,7	89,2	6500,0	346,8	
Площадка скважины 67																				
1	DB_UPS_67	1	1	6,8	6,8	0,9	1,0	0,2	6,0	1,4	46,4									
2	ЕН-67	1	1	53,0	53,0	0,9	0,9	0,5	47,7	23,1	2809,0									
	ИТОГО ПО ОБЪЕКТУ:		2		59,8	0,9			53,7	24,5	2855,4	1,3	1,0	53,7	24,5	59,0	89,7	6500,0	349,3	
Площадка скважины 215																				
1	DB_UPS_215	1	1	8,2	8,2	0,9	1,0	0,2	7,2	1,4	66,4									
2	ЕН-215	1	1	53,0	53,0	0,9	0,9	0,5	47,7	23,1	2809,0									
3	УКЗН	1	1	0,6	0,6	0,5	0,9	0,6	0,3	0,2	0,4									
	ИТОГО ПО ОБЪЕКТУ:		3		61,8	0,9			55,2	24,7	2875,8	1,3	1,0	55,2	24,7	60,5	91,9	6500,0	359,1	
Площадка скважины 218																				
1	DB_UPS_218	1	1	8,0	8,0	0,9	1,0	0,2	7,1	1,4	64,5									
2	ЕН-218	1	1	53,0	53,0	0,9	0,9	0,5	47,7	23,1	2809,0									
	ИТОГО ПО ОБЪЕКТУ:		2		61,0	0,9			54,8	24,5	2873,5	1,3	1,0	54,8	24,5	60,1	91,2	6500,0	356,4	
Площадка скважины 230																				
1	DB_UPS_230	1	1	7,4	7,4	0,9	1,0	0,2	6,6	1,4	54,8									
2	ЕН-230	1	1	53,0	53,0	0,9	0,9	0,5	47,7	23,1	2809,0									
	ИТОГО ПО ОБЪЕКТУ:		2		60,4	0,9			54,3	24,5	2863,8	1,3	1,0	54,3	24,5	59,5	90,5	6500,0	352,8	
Площадка скважины 401																				
1	DB_UPS_401	1	1	7,4	7,4	0,9	1,0	0,2	6,6	1,4	55,2									
2	ЕН-401	1	1	53,0	53,0	0,9	0,9	0,5	47,7	23,1	2809,0									
	ИТОГО ПО ОБЪЕКТУ:		2		60,4	0,9			54,3	24,5	2864,2	1,3	1,0	54,3	24,5	59,6	90,5	6500,0	352,9	

5.3 ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА

5.3.1 Введение

В разделе Электрохимическая защита настоящего рабочего проекта разработаны технические решения по электрохимической (катодной) защите проектируемых подземно расположенных стальных трубопроводов газлифтного газа от площадки газлифтных компрессоров на территории УПН до скважин №№ 67, 215, 230, 31, 401, 230 Чинаревского НГКМ.

5.3.2 Основание для проектирования

Раздел Электрохимическая защита (далее по тексту – ЭХЗ) рабочего проекта «Обустройство Чинаревского НГКМ. Расширение системы Газлифт от площадок ГЛК на Юго-восточную часть Чинаревского НГКМ» разработан на основании:

- технического задания на проектирование, ТОО «Жаикмунай»;
- материалов инженерно-геологических изысканий;
- принятых решений, приведённых в смежных частях данного проекта.

5.3.3 Сокращения, принятые в разделе

Таблица 5.3.3-1

Сокращение	Расшифровка терминов
РК	Республика Казахстан
ПУЭ РК	Правила устройства электроустановок Республики Казахстан
РД	Руководящий нормативный документ
СН РК	Строительные нормы Республики Казахстан
СП РК	Свод правил Республики Казахстан
НГКМ	Нефтегазоконденсатное месторождение
ГЛК	Газлифтный компрессор
КТПН	Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
БКУ	Блочная комплектная установка
ЭХЗ	Электрохимическая защита
УКЗН	Устройство катодной защиты низковольтное
СКЗ	Станция катодной защиты
Ом	Ом – единица измерения сопротивления электрическому току
м	Метр – единица измерения расстояния

5.3.4 Перечень нормативных документов и других использованных материалов

Основные нормативные документы, принятые для руководства в работе над проектом, представлены ниже:

- ПУЭ РК «Правила устройства электроустановок», утв. Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20.03.2015 № 230 ;
- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство»;
- СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений»;
- ГОСТ 12.1.030-81 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;
- СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- СТ РК 2888-2016 «Магистральный трубопроводный транспорт газа. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений»;
- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014 № 355

5.3.1 Краткая характеристика защищаемых сооружений

Линейная часть трубопроводов газлифтного газа (см. марку ТХ) запроектирована с подземным способом прокладки.

Все трубопроводы стальные из труб диаметром 2" и 4"; материал стенок трубопроводов - углеродистая легированная сталь марки ASTM A333 GR.6.

Ближайший аналог использованной для трубопроводов газлифтного газа стали ASTM A333 GR.6 - конструкционная легированная сталь марки 10Г2, производимая на предприятиях Российской Федерации.

Планируемый период эксплуатации подземных трубопроводов составляет 20 лет.

Таблица 5.3.5-1 Перечень подземных трубопроводов подлежащих протекторной защите

№ пп	Наименование	Номер по схеме	Протяженность, мм	Диаметр	Толщина стенки, мм
1	Газопровод от Т-1 до Т-5	4"-PG-11102-E1	1015,6	4"	6
2	Газопровод от Т-5 до Т-6	4"-PG-11102-E1	1297,2	4"	6
3	Газопровод от Т-6 до Т-2	4"-PG-11102-E1	314,2	4"	6
4	Газопровод от Т-6 до Т-4	4"-PG-11102-E1	1012,8	4"	6
5	Газопровод от Т-6 до узла переключения в районе скв. N67	2"-PG-11103-E1	246,1	2"	4
6	Газопровод от узла переключения в районе скв. N67 до скв. N67	2"-PG-6701-E1	125,8	2"	4
7	Газопровод от скв. N67 до скв. N218	2"-PG-21802-E1	766,3	2"	4
8	Газопровод от Т-5 до скв. N62	2"-PG-6201-E1	879,3	2"	4
9	Газопровод от Т-7 до скв. N230	2"-PG-23001-E1	130,5	2"	4
10	Газопровод от Т-6 до скв. N215	2"-PG-21501-E1	254,5	2"	4

11	Газопровод от Т-2 до скв. N31	2"-PG-3101-E1	4071,0	2"	4
12	Газопровод от скв. N31 до скв. N401	2"-PG-40102-E1	2338,3	2"	4

Проектируемые трубопроводы условно разделены по территориальной принадлежности на три участка ЭХЗ; расположение участков ЭХЗ подземных сооружений показано в графической части раздела проекта.

5.3.2 Проектные решения

5.3.2.1 Исходные условия

Антикоррозионная защита подземных участков трубопроводов принята в рабочем проекте комплексная:

- защитное покрытие из 3 слоёв полиэтилена, нанесённого на поверхность в заводских условиях (см. раздел ТХ);
- электрохимическая защита путём наведения на их поверхность защитного поляризационного электрического потенциала.

Согласно материалов инженерно-геологических изысканий, удельное электрическое сопротивление грунтов на участках строительства находится в диапазоне от 10,0 до 179,5 Ом*м; при этом коррозионная активность грунтов по отношению к углеродистой стали подземных металлических сооружений оценивается на уровне от низкой до высокой.

Блуждающих токов на участке строительства, по материалам инженерных изысканий, не обнаружено.

5.3.2.2 Основные требования к системе ЭХЗ проектируемых подземных сооружений

Основные технические решения по электрохимзащите приняты в соответствии со стандартом Республики Казахстан СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии" и СТ РК 2888-2016 "Магистральный трубопроводный транспорт газа. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений".

Рабочие уровни защитного потенциала проектируемых подземных стальных трубопроводов установлены в соответствии с требованиями СТ РК ГОСТ 51164-2005 в диапазоне от максимального (в точке дренажа сооружения) значения, равного минус 1,15 В, до минимального значения (в наиболее удаленной точке сооружений), равного минус 0,85 В.

Естественный потенциал стальных сооружений, находящихся в контакте с грунтом, принят равным минус 0,55 В.

Целью настоящего раздела рабочего проекта является создание системы ЭХЗ, включающей с свой состав технические средства, позволяющие создать на поверхности подземных линейных сооружений защитный потенциал на всем их протяжении, с учетом старения защитного покрытия, в течении установленного им срока службы.

5.3.2.3 Основные технические решения

В качестве источника внешнего поляризационного тока рабочим проектом предусматривается использование станций катодной защиты (СКЗ) в виде выпрямителей переменного тока типа "Радуга" В-ОПЕ-ТМ-1(2)-20-12-У2 производства ТОО "ПСС" г. Пермь, РФ.

В соответствии с указаниями СТ РК 2888-2016, рабочим проектом предусматривается использование двух СКЗ (рабочего и резервного), а система их электроснабжения (см. раздел ЭС) запроектирована по II категории надежности электроснабжения (от двух независимых источников электропитания).

Рабочий и резервный выпрямители СКЗ монтируются в составе проектируемого устройства катодной защиты типа УКЗН-А-0,23-0,3-2-У1-Б, комплектующимся блоком аварийного резерва (БАР), производства ТОО "ПСС" г. Пермь, РФ.

Место размещения СКЗ выбрано на площадке скв. №215, находящейся в районе условного геометрического центра строительства проектируемых газопроводов.

Фундамент и защитное сетчатое ограждение блока УКЗН запроектировано в марке АС рабочего проекта.

Управление величиной поляризационного потенциала сооружений - автоматизированное; использованное оборудование позволяют организовать внешний контроль и управление в составе комплексной системы АСУ ТП.

В качестве анодного заземления СКЗ рабочим проектом предусматривается использование малорастворимых анодных заземлителей глубинного типа «Менделеевец- МРГ» производства ЗАО "ПК Химсервис" г. Москва, РФ.

Каждый из заземлителей состоит из четырёх секций, объединённых в единый узел. Количество заземлителей принято равным четырём из расчёта соответствия нормированному значению сопротивления растекания тока анодного заземления и обеспечения расчётного срока службы без замены заземлителей не менее 30 лет.

Анодные заземлители монтируются на территории проектируемого анодного поля в сверленные котлованы диаметром 219 мм глубиной по 11 м каждый. Скважины после монтажа заполняются коксо-минеральным активатором марки КМА производства ЗАО "ПК Химсервис" г. Москва, РФ.

Место размещения анодного поля выбрано вне габарита площадки скв. №215 с учетом требований СТ РК 2888-2016 о минимально-допустимых расстояниях от защищаемых и смежных подземных сооружений.

Настоящим рабочим проектом в разделе ЭХЗ так же предусматривается:

- контроль и выравнивание потенциалов проектируемых и смежных сооружений в местах их пересечений;
- электрохимическая защита стальных защитных футляров проектируемых газопроводов при подземной прокладке на участках пересечения автомобильных дорог;
- заземление выходящих на поверхность земли элементов газопровода (органов управления запорной арматурой, продувочных свечей от внутренних полостей футляров газопровода), находящихся под потенциалом ЭХЗ;
- заземление подземно расположенных участков газопровода от вредного воздействия электрического поля в месте пересечения высоковольтной ЛЭП напряжением 35 кВ;
- контроль защитного потенциала сооружений штатными средствами измерений по трассе газопроводов с интервалом 500 м и 1000 м на участках с высокой и низкой коррозионной активности грунта соответственно.

В качестве искусственных заземлителей сооружений, находящихся под потенциалом системы ЭХЗ, рабочим проектом предусматривается использование магниевых протекторов типа ПМ-10У производства компании "ЭХЗ-1" г. Шимкент.

Протектора ПМ-10У устанавливаются в сверлённых котлованах глубиной 4 м и обеспечивают заземление сооружений без утечки тока проектируемой системы ЭХЗ. Так же протекторы ПМ-10-У обеспечивают временную защиту подземных сооружений на время строительства или нарушении электропитания системы ЭХЗ.

В рабочем проекте предусмотрены технические мероприятия по молниезащите и защите от статического электричества технологического оборудования, размещаемого надземно (органов управления запорной арматуры; продувочных свечей футляров на газопроводах) и находящегося под потенциалом системы ЭХЗ, путем соединения последних с заземляющими устройствами, выполненными с использованием в качестве искусственных заземлителей магниевых протекторов ПМ-10У.

Все технические решения по строительству системы ЭХЗ типовой серии УПР.ЭХГ-01-2007 "Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии".

Узлы установки электрооборудования и электрохимической защиты показаны на чертежах в составе чертежей основного комплекта и прилагаемых документов графической части раздела рабочего проекта.

Расчётное сопротивление заземляющих устройств с использованием магниевых протекторов ПМ-10У в качестве заземлителей - не более 15 Ом в любое время года.

В соответствии с указаниями завода-изготовителя, магниевые протекторы ПМ-10У подлежат плановой замене на аналогичные по истечению срока их службы (не более 15 лет).

Молниезащита и заземление прочего оборудования на объектах строительства запроектировано в марке ЭС.

Все использованное в рабочем проекте оборудование ЭХЗ подземных сооружений выбрано согласно рекомендациям Заказчика с целью унификации с существующим оборудованием, используемым на Чинарёвском НГКМ.

Расчет параметров ЭХЗ выполнен с использованием программного комплекса электрохимической защиты ElectriCS ECP, разработанного компанией "CSoft Development"; результаты расчетов приведены в таблице основных технических характеристики системы ЭХЗ на настоящем чертеже. Проведенные расчеты подтверждают способность спроектированной системы ЭХЗ поддерживать нормируемые параметры защиты подземных сооружений на протяжении установленного срока службы.

Таблица 5.3.6.3-1 основные технические решения системы ЭХЗ

№ пп	Наименование	Ед. измерения	Параметр		
			участок ЭХЗ №1	участок ЭХЗ №2	участок ЭХЗ №3
1	Расчетный срок службы газопровода, не менее	лет	20		
2	Общая протяжённость газопроводов на участке ЭХЗ	м	2162,2	6978,0	2719,7
3	Диаметр/толщ. стенки газопровода	Дюйм x мм	2"x4; 4"x6		
4	Тип изоляции	-	усиленная, полиэтилен, трехслойная, заводская		
5	Минимальный (поляризационный) уровень защитного потенциала	В	-1,15		
6	Максимальный (поляризационный) уровень защитного потенциала	В	-0,85		
7	Длина защитной зоны на начальный период эксплуатации	м	3841,5	11552,5	4858,5
8	Длина защитной зоны на конечный период эксплуатации	м	2330,0	7007,5	2947,0
9	Сила тока катодной установки на начальный период эксплуатации	А	0,810		
10	Сила тока катодной установки на конечный период эксплуатации	А	2,717		
11	Общая расчетная/установленная электрическая мощность оборудования	кВт	0,1/0,6		
12	Скорость растворения анодного заземлителя, не более	кг/А*год	0,01		
13	Срок службы анодных заземлителей	лет	80		

5.3.3 Защитные мероприятия

Защитное заземление силового оборудования системы ЭХЗ запроектировано в разделе ЭС настоящего рабочего проекта.

Электрохимическая защита должна быть введена в эксплуатацию не позднее 3 месяцев, после укладки и засыпки проектируемых трубопроводов.

Все работы по монтажу и наладке средств следует производить в строгом соответствии с требованиями ПУЭ РК и СНиП РК.

6 ПОЖАРОТУШЕНИЕ

6.1 Исходные данные

6.1.1 Основания для проектирования

Основанием для разработки раздела «Пожаротушение», являются следующие исходные данные:

- Техническое задание на проектирование «Обустройство Чинаревского НГКМ. Расширение систем Газлифт от площадки ГЛК на Юго-восточную часть Чинаревского НГКМ»;
- Принятые технологические, архитектурно-строительные и объёмно-планировочные решения.

Основные сведения о проектируемых объектах представлены в общем, технологическом и других разделах проекта.

В настоящем разделе представлены мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации проектируемых сооружений входящих в состав расширяемой системы газлифт.

6.1.2 Перечень основных нормативных документов

При разработке настоящего раздела применялись требования следующих нормативных документов:

- Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите»;
- Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года №55 Об утверждении «Правил пожарной безопасности»;
- Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405 «Об утверждении технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности»;
- Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 «Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»;
- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- СН РК 3.01-03-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СТ РК 2881-1-2016 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Часть 1. Общие положения»;
- СТ РК 2881-2-2016 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Часть 2. Выбор сценария пожара»;
- СТ РК 3019-2017 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Часть 3. Опасные факторы пожара»;
- СТ РК 3019-2017 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Метод определения расчетных величин пожарного риска»;
- СТ РК IEC 31010-2020 «Менеджмент риска. Методы оценки риска»;

- СТ РК ISO 31000-2020 «Менеджмент риска. Руководящие указания».

6.2 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ПРОЕКТИРУЕМЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Проектируемый трубопровод обеспечивает транспортировку газа от компрессоров газлифт С-1100А/В (территория УПН) к скважинам № 31, 62, 67, 215, 218, 230, 401. На территории скважин установлены узлы регулирования газа и подогреватели газа.

Диаметр проектируемого подземного коллектора газа 4", отпайки к скважинам 2".

На территории УПН подготовленный товарный газ нагнетается компрессорами С-1100А/В до требуемого давления существующей системы Газлифта (до 120бар/12МПа) и распределяется потребителям по коллектору 6"-PG-1111-E1L.

Подключение проектируемого трубопровода 4"-PG-10101-E1L-50НЕТ производится к существующему шаровому крану 6"900# установленному на коллекторе 6"-PG-1111-E1L см. «Точка подключения 001» (далее ТП 001).

Подземная часть проектируемого газопровода состоит из:

- линии 4"-PG-11102-E1 от УПН до Т-4;
- линии 2"-PG-11103-E1 от Т-4 до Т-3 (Узла переключения в районе скважины N67);
- линии 2"-PG-6701-E1 от Т-3 до скважины 67;
- линии 2"-PG-21802-E1 от скважины 67 до скважины 218;
- линии 2"-PG-6201-E1 от Т-5 до скважины 62;
- линии 2"-PG-23001-E1 от Т-7 до скважины 230;
- линии 2"-PG-21501-E1 от Т-6 до скважины 215;
- линии 2"-PG-3101-E1 от Т-2 до скважины 31;
- линии 2"-PG-40102-E1 от скважины 31 до скважины 401.

Подача газа на каждую скважину производится по трубопроводу 2". Для контроля подачи газа в скважину предусмотрен «Узел учета и регулирования газа».

Узел учета и регулирования газа представляет собой блок оборудования для регулирования объема перекачиваемого газа на газлифте с одновременным измерением и мониторингом температуры и давления по всей длине измерительной линии.

Для поддержания температуры газа предусмотрен «Блок подогревателя».

Линейный нагреватель газа представляет собой систему, предназначенную для повышения и регулирования температуры нагнетаемого скважинного газа, с измерением температуры и давлением, а также системой мониторинга по всей линии нагрева.

Проектом предусмотрено:

- подземная прокладка проектируемого трубопровода 4" (коллекторная часть), 2" (отпайки к скважинам) по территории месторождения;
- размещение на территории скважин оборудования системы Газлифт;
- подключение к существующей фонтанной арматуре трубопроводов газа;

На существующем объекте ранее выполненным проектом к технологическим площадкам предусмотрены подъезды для специализированных автотранспортных средств, обслуживающих установки, а также для подъезда автомобилей пожарных и аварийных служб.

В состав проектируемых сооружений газопроводов для транспортировки газа от УПН до скважин №31, 62, 67, 215, 218, 230, 401 входят ниже следующие сооружения:

1. Точка подключения на территории УПН;
2. Площадка скважины 31;
3. Площадка скважины 62;
4. Площадка скважины 67;
5. Площадка скважины 215;

6. Площадка скважины 218;
7. Площадка скважины 230;
8. Площадка скважины 401;
9. Участки газопровода:
 - Трубопровод от УПН до Т-4 (4"-PG-11102-E1);
 - Трубопровод от Т-4 до Т-3 (2"-PG-11103-E1);
 - Трубопровод от Т-3 до скважины 67 (2"-PG-6701-E1);
 - Трубопровод от скважины 67 до скважины 218 (2"-PG-21802-E1);
 - Трубопровод от Т-5 до скважины 62 (2"-PG-6201-E1);
 - Трубопровод от Т-7 до скважины 230 (2"-PG-23001-E1);
 - Трубопровод от Т-6 до скважины 215 (2"-PG-21501-E1);
 - Трубопровод от Т-2 до скважины 31 (2"-PG-3101-E1);
 - Трубопровод от скважины 31 до скважины 401 (2"-PG-40102-E1).

Состав сооружений и выбор оборудования определялся, исходя из требуемой мощности установки и технологической схемы.

6.3 ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

На технологических установках обращаются углеводородные газы и жидкости, которые имеют высокую степень пожарной опасности.

Классификация обрабатываемых в производстве взрывопожароопасных и вредных веществ, представлена в Таблице 1-1.

Таблица 1-1 Классификация обрабатываемых в производстве взрывопожароопасных и вредных веществ

№№ п/п	Наименование веществ	Предел взрываемости, % объем		Плотность газа, жидкости, кг/м ³		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/м ³		
1	Газ	5	15	-	0,7903	-	472	4	300	ГГ	Спец. одежда спец. обувь, противогаз

6.3.1 Классификация проектируемых зданий и сооружений в области пожарной безопасности

Ниже в Таблице 1-2 представлена классификация проектируемых зданий и сооружений в области пожарной безопасности регламентированная положениями ТР «Общие требования к пожарной безопасности», а именно:

- Классификация пожаров по виду горючего материала – применяется для обозначения области применения средств пожаротушения;
- Классы и подклассы зданий (сооружений) по функциональной пожарной опасности – применяются для определения, в какой мере безопасность людей в них, в случае возникновения

пожара находится под угрозой, с учетом их возраста, физического состояния, возможности пребывания в состоянии сна, вида основного функционального контингента и его количества;

- Классификация наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности – применяется для установления требований пожарной безопасности, направленных на предотвращение пожара и обеспечение противопожарной защиты людей и имущества в случае возникновения пожара на наружных установках;
- Классификация зданий, сооружений и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – применяется для установления требований пожарной безопасности, направленных на исключение опасности возникновения пожара и обеспечение противопожарной защиты людей и имущества в случае возникновения пожара в зданиях и сооружениях.

Таблица 1-2 Классификация в области пожарной безопасности

№ п/п	Наименование проектируемого здания/сооружения	Класс возможного пожара	Класс функциональной пожарной опасности	Категория здания/сооружения по взрывопожарной и пожарной опасности
1	Площадка скважины №230:			
1.1	Технологические трубопроводы	С	н/п	н/п
1.2	Блок подогревателя ЕН-230	В, С	н/п	Ан
1.3	Узел учета и регулирования газа	С	н/п	Ан
1.4	Существующий Блок-бокс управления скважиной	В	Ф5.1	ВЗ
2	Площадка скважины №62:			
2.1	Технологические трубопроводы	С	н/п	н/п
2.2	Блок подогревателя ЕН-62	В, С	н/п	Ан
2.3	Узел учёта и регулирования газа	С	н/п	Ан
2.4	Существующий Блок-бокс управления скважиной	В	Ф5.1	ВЗ
3	Площадка скважины №215:			
3.1	Технологические трубопроводы	С	н/п	н/п
3.2	Блок подогревателя ЕН-215	В, С	н/п	Ан
3.3	Узел учёта и регулирования газа	С	н/п	Ан
3.4	Существующий Блок-бокс управления скважиной	В	Ф5.1	ВЗ
4	Площадка скважины №67:			
4.1	Технологические трубопроводы	С	н/п	н/п
4.2	Блок подогревателя ЕН-67	В, С	н/п	Ан
4.3	Узел учёта и регулирования газа	С	н/п	Ан
4.4	Существующий Блок-бокс управления скважиной	В	Ф5.1	ВЗ
5	Площадка скважины №218:			
5.1	Технологические трубопроводы	С	н/п	н/п
5.2	Блок подогревателя ЕН-218	В, С	н/п	Ан
5.3	Узел учёта и регулирования газа	С	н/п	Ан
5.4	Существующий Блок-бокс управления скважиной	В	Ф5.1	ВЗ

№ п/п	Наименование проектируемого здания/сооружения	Класс возможного пожара	Класс функциональной пожарной опасности	Категория здания/сооружения по взрывопожарной и пожарной опасности
6	Площадка скважины №31:			
6.1	Технологические трубопроводы	С	н/п	н/п
6.2	Блок подогревателя ЕН-31	В, С	н/п	Ан
6.3	Узел учета и регулирования газа	С	н/п	Ан
6.4	Существующий Блок-бокс управления скважиной	В	Ф5.1	ВЗ
7	Площадка скважины №401:			
7.1	Технологические трубопроводы	С	н/п	н/п
7.2	Блок подогревателя ЕН-401	В, С	н/п	Ан
7.3	Узел учёта и регулирования газа	С	н/п	Ан
7.4	Существующий Блок-бокс управления скважиной	В	Ф5.1	ВЗ

6.3.2 Расчётные показатели опасных факторов пожара

При расчёте пожаро- и взрывоопасности проектируемых сооружений использовались следующие исходные данные:

- Технологическая схема;
- Материальный баланс;
- Данные о взрыво- и пожароопасных свойствах, обращающихся в производстве веществ и материалов;
- Материалы о причинах аварий, взрывов, пожаров и загораний на аналогичных предприятиях с подобной или родственной технологией производства.

Пожарная опасность технологических установок создаётся при возникновении пожаров, взрывов на территории и ее аварийной загазованности. Ниже приведены причины ситуации пожарной опасности:

- Пожары, вспышки и загорания – 58,5%;
- Аварийная загазованность – 17,9%;
- Взрывы и хлопки – 15,1%;
- Прочие – 8,5%.

Пожарную опасность технологических сооружений обуславливают:

- Сложность технологических линий, представляющих собой компактные сооружения с системами КИПиА;
- Значительное количество горючих газов;
- Высокая теплота сгорания и скорость выгорания обращающихся в производстве веществ и материалов.

Ниже приведены статистические данные об аварийных ситуациях, вызывающих пожары, взрывы и аварийную загазованность:

- Использование неисправного оборудования – 59,1%;
- Нарушение технологического режима – 26,8%;
- Пуск неисправной технологической линии (аппарата) установки – 7,5%;
- Нарушение правил ведения ремонтных работ – 4,7%;

- Несоблюдение правил остановки технологической установки – 1,9%.

Анализ зарегистрированных крупных пожаров на открытых технологических установках показывают, что последствия от пожаров на таких установках более тяжёлые, чем в производственных зданиях, имеющих закрытые производственные объёмы. Сложность процесса развития пожара обуславливают:

- Интенсивное развитие процесса горения в начальной стадии с выделением большого количества тепла и быстрым движением тепловых потоков;
- Высокая тепловая радиация (излучение);
- Быстро увеличивающиеся размеры пожаров по территории, с учётом компактного размещения технологических аппаратов и оборудования.

Пожарная опасность отдельных участков открытых технологических установок различна и зависит от характера сырья, полуфабрикатов и готовой продукции. Ниже приведено число аварий различных элементов и оборудования открытых технологических установок:

- Технологические трубопроводы (соединения, арматура и др.) – 31,2%;
- Насосные станции для перекачки горючих жидкостей и газов – 18,9%;
- Ёмкостные аппараты (дегидраторы, теплообменники и др.) – 15,0%;
- Печи – 11,4%;
- Колонные аппараты – 11,2%;
- Промышленная канализация (лотки, колодцы, очистные сооружения и т.п.) – 8,5%;
- Резервуары для хранения продукции – 3,8%.

Важную роль в пожаро- и взрывоопасности открытых технологических установок играют роль источники зажигания. Источники пожара на открытых установках весьма разнообразны – и малокалорийные импульсы, и мощные источники теплового воздействия (пламя печей, нагретая до высокой температуры поверхность оборудования и т.п.).

Ниже показано число возможных пожаров и загораний на открытых технологических установках, происходящих от различных источников воспламенения:

- Нагретая до высокой температуры поверхность оборудования – 37,2%;
- Открытый огонь печей – 23,1%;
- Электрические искры при неисправности оборудования – 9,0%;
- Открытый огонь газо- электросварочных работ – 8,9%;
- Повышение температуры при трении – 7,7%;
- Самовоспламенение продуктов – 6,5%;
- Прочие – 7,6.

В условиях производства при наличии в технологическом процессе горючих веществ и возможности их контакта с воздухом опасность пожара или взрыва может возникнуть внутри аппаратов и устройств и вне их, т.е. в помещениях, на открытых этажерках и площадках. При оценке пожаро- и взрывоопасности технологических установок учитывались следующие факторы:

- Показатели пожарной опасности веществ и материалов, обращающихся в технологическом процессе и их количество;
- Степень пожаро- и взрывоопасности среды в оборудовании и трубопроводах при аварийных режимах их работы;
- Причины возможного выхода горючих веществ из оборудования и трубопроводов при аварийных режимах их работы;
- Причины появления источников воспламенения и условия их контакта с горючими веществами, обращающимися в технологическом процессе;
- Возможные причины и пути распространения начавшегося пожара по производственным устройствам.

Ниже представлены причины аварийных состояний на открытых технологических установках и трубопроводах, приводящие к пожарам, взрывам или аварийной загазованности территории:

- Выход из строя сальников, подшипников, прокладок – 30,2%;
- Нарушение режима эксплуатации технологической линии – 16,9%;
- Некачественный монтаж технологического оборудования – 14,1%;
- Коррозия оборудования и труб – 12,1%;
- Прогар труб – 8,5%;
- Переполнение сооружений промышленной канализации – 7,6%;
- Прочие – 10,6%.

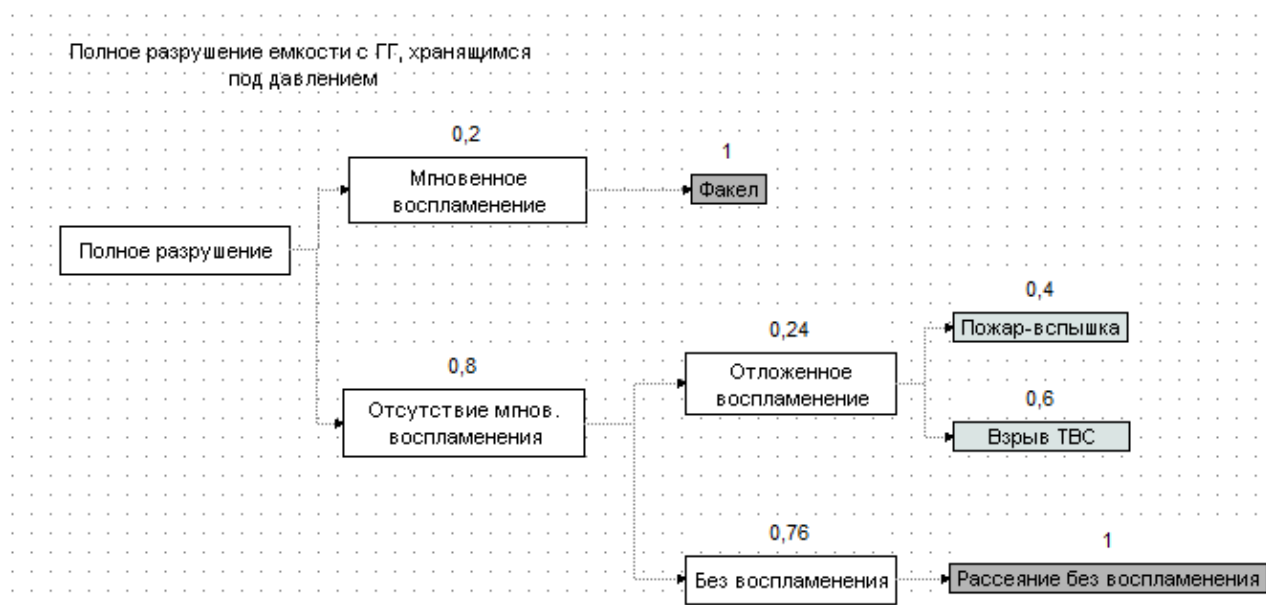
В настоящем разделе представлены результаты оценки опасных факторов, реализующихся при различных сценариях пожаров на технологических трубопроводах, в которых находятся горючие газы. Расчёты проводились на основе методик изложенных в следующих нормативных документах:

- СТ РК 2881-1-2016 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Часть 1. Общие положения»;
- СТ РК 2881-2-2016 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Часть 2. Выбор сценария пожара»;
- СТ РК 2881-3-2016 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Часть 3. Опасные факторы пожара»;
- СТ РК 3019-2017 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Метод определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах»;
- ГОСТ Р 12.3.047-98 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

На территории площадок скважин пожарную опасность в основном представляют технологические трубопроводы.

На Рисунке 1-1 представлено «дерево событий» которые могут произойти в случае аварийной разгерметизации надземного трубопровода с горючим газом.

Рисунок 1-1 «Дерево событий» которые могут произойти в случае аварийной разгерметизации надземного технологического трубопровода с горючим газом



В таблице 1-3 представлены статистические показатели частоты возможной разгерметизации (утечек) опасных веществ из технологических трубопроводов.

Таблица 1-3 Статистические показатели частоты возможной разгерметизации (утечек) опасных веществ из технологических трубопроводов

Диаметр трубопровода	Частота утечек, 1/(год*м)				
	Малая (Ø отверстия 12,5 мм)	Средняя (Ø отверстия 25 мм)	Значительная (Ø отверстия 50 мм)	Большая (Ø отверстия 100 мм)	Полное разрушение
50	$5,7 \cdot 10^{-6}$	$2,4 \cdot 10^{-6}$	-	-	$1,4 \cdot 10^{-6}$
100	$2,8 \cdot 10^{-6}$	$1,2 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^{-7}$	-	$2,4 \cdot 10^{-7}$
150	$1,9 \cdot 10^{-6}$	$7,9 \cdot 10^{-7}$	$3,1 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-7}$	$2,5 \cdot 10^{-8}$
250	$1,1 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$1,9 \cdot 10^{-7}$	$7,8 \cdot 10^{-8}$	$1,5 \cdot 10^{-8}$
600	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$2,0 \cdot 10^{-7}$	$7,9 \cdot 10^{-8}$	$3,4 \cdot 10^{-8}$	$6,4 \cdot 10^{-9}$
900	$3,1 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-7}$	$5,2 \cdot 10^{-8}$	$2,2 \cdot 10^{-8}$	$4,2 \cdot 10^{-9}$
2019	$2,4 \cdot 10^{-7}$	$9,8 \cdot 10^{-8}$	$3,9 \cdot 10^{-8}$	$1,7 \cdot 10^{-8}$	$3,2 \cdot 10^{-9}$

В таблице 1-4 приведены условные вероятности мгновенного воспламенения, и воспламенения с задержкой по времени в зависимости от массовой скорости истечения горючих газов из надземного технологического трубопровода.

Таблица 1-4 Условная вероятность мгновенного воспламенения и воспламенения с задержкой по времени

Массовый расход истечения, кг/с		Условная вероятность мгновенного воспламенения		Условная вероятность последующего воспламенения при отсутствии мгновенного воспламенения		Условная вероятность сгорания с образованием избыточного давления при последующем воспламенении	
диапазон	среднее значение	газ	жидкость	газ	жидкость	газ	жидкость
Малый (<1)	0,5	0,005	0,005	0,005	0,005	0,080	0,050
Средний (1- 50)	10	0,035	0,015	0,036	0,015	0,240	0,050
Большой (>50)	100	0,150	0,040	0,176	0,042	0,600	0,050
Полный разрыв	-	0,200	0,050	0,240	0,061	0,540	0,100

В таблице 1-5 представлены детерминированные критерии поражения людей и зданий избыточным давлением при сгорании газо- паровоздушных смесей в помещениях или на открытом пространстве.

Таблица 1-5 Детерминированные критерии поражения людей и зданий избыточным давлением при сгорании газо- паровоздушных смесей в помещениях или на открытом воздухе

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
Полное разрушение зданий	100
50%-ное разрушение зданий	53
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждения внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5
Малые повреждения (разбита часть остекления)	3

В таблице 1-6 представлены показатели критической интенсивности теплового излучения пламени при воздействии «пожара вспышки» и «факела».

Таблица 1-6 Показатели критической интенсивности теплового излучения пламени при воздействии опасных факторов «пожара вспышки» и «факела»

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения, кВт/м ²
Без негативных последствий в течении неограниченного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20 – 30 секунд	7,0
Ожог 1-ой степени через 15 – 20 секунд	7,0
Ожог 2-ой степени через 30 – 40 секунд	7,0
Непереносимая боль через 3 – 5 секунд	10,5
Ожог 1-ой степени через 6 – 8 секунд	10,5
Ожог 2-ой степени через 12 – 16 секунд	10,5
Мгновенные болевые ощущения через 4 секунды	20,0
Летальный исход с вероятностью 50% при длительности воздействия около 10 секунд	44,5

Для построения полей опасных факторов пожара для различных сценариев его развития были рассмотрены следующие опасные факторы пожара, характерные для данного вида технологического процесса и оборудования (см. рисунок 1-1):

- Избыточное давление и импульс волны сжатия при сгорании газо- паро- воздушной смеси в открытом пространстве (Взрыв ТВС);
- Расширяющиеся продукты сгорания при реализации «пожара вспышки»;
- Тепловое излучение при «пожаре факела».

Одним из важнейших факторов определяющих показатели опасных факторов пожара является количество газов поступивших в окружающее пространство из аварийного оборудования или трубопроводов. При расчёте массы опасных веществ поступивших в атмосферу при аварии, были введены следующие допущения:

- Однофазное истечение через отверстие;
- Температура газа остаётся постоянной в течение времени истечения.

Количество поступивших в окружающее пространство веществ, которые могут образовать взрывоопасные газовоздушные смеси исходя из следующих предпосылок:

- Все содержимое технологического трубопровода (при различных диаметрах отверстий разгерметизации) поступает в окружающее пространство;
- Расчётное время отключения питающих и отводящих трубопроводов принимается 120 секунд;
- В качестве расчетной температуры при пожароопасной ситуации с наземным расположением оборудования принята температура – плюс 45°С (абсолютный максимум);
- Скорость ветра, как наиболее худший вариант принята – 5 м/с.

6.3.2.1 Расчётные показатели величины индивидуального риска при реализации сценария «Взрыв ТВС»

В настоящем разделе в Таблицах 1-7 ... 1-9 представлены расчётные величины индивидуального риска для персонала на разных удалениях от места аварии (30 метров, 60 метров и 90 метров).

Таблица 1-7 Расчетные данные и величины индивидуального риска для персонала находящегося на удалении 30 метров от возможного места аварии

Наименование оборудования	Диаметр трубопровода	Диаметр отверстия разгерметизации	Массовый расход вещества через отверстие разгерметизации	Время истечения вещества до отключения аварийного трубопровода	Масса вещества поступившего в окружающее пространство во время аварии	Приведённая масса вещества поступившего в окружающее пространство во время аварии	Удаление объекта от эпицентра возможной аварии	Величина избыточного давления взрыва на заданном удалении	Величина импульса волны давления на заданном удалении	Частота утечек из технологического трубопровода	Условная вероятность возникновения взрыва ТВС	Годовая частота возникновения аварии
		мм	кг/сек	сек	кг	кг	м	Па	Па*с	1/год		1/год
Площадка скважин	2"	12,5	2,01	120	241,2	267,35	30	17263,79	163,93	0,0000057	0,240	0,00008573
		25	8,04	120	964,8	1069,39	30	27520,18	409,27	0,0000024	0,240	0,00003610
		Полное разрушение	46,3	120	5556	6158,31	30	50292,12	1299,66	0,0000014	0,600	0,00005264
ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЗРЫВА НА СТРОИТЕЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ												
ПОВРЕЖДЕНИЯ СТЕН ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ, ПРИ КОТОРЫХ ВОЗМОЖНО ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЗДАНИЙ БЕЗ ИХ СНОСА												
Диаметр отверстия, мм	Безразмерный показатель V1		Пробит-функция Pr1		Условная вероятность поражения человека волной давления Qвп			Величина индивидуального риска Rв				
12,5	202,5		3,62		0,091			7,80*10 ⁻⁶				
25	0,063		5,72		0,772			2,78*10 ⁻⁵				
Полное разрушение	0,00014		7,30		0,991			5,21*10 ⁻⁵				
ПОВРЕЖДЕНИЯ СТЕН ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ, ПРИ КОТОРЫХ ЗДАНИЯ ПОДЛЕЖАТ СНОСУ												
Диаметр отверстия, мм	Безразмерный показатель V2		Пробит-функция Pr2		Условная вероятность поражения человека волной давления Qвп			Величина индивидуального риска Rв				
12,5	116264,398		2,43		0,000			0				
25	19,660		4,34		0,260			9,39*10 ⁻⁶				
Полное разрушение	0,184		5,37		0,650			3,42*10 ⁻⁵				
ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЗРЫВА НА ЧЕЛОВЕКА												
ВЕРОЯТНОСТЬ ДЛИТЕЛЬНОЙ ПОТЕРИ УПРАВЛЯЕМОСТИ ЛЮДЕЙ (СОСТОЯНИЕ НОКДАУНА)												
Диаметр отверстия, мм	Безразмерный показатель P_		Безразмерный показатель i_		Безразмерный показатель V3	Пробит-функция Pr3		Условная вероятность поражения человека волной давления Qвп		Величина индивидуального риска Rв		
12,5	1,170		0,125		13,976	-10,138		0,000		0		
25	1,272		0,312		7,463	-6,537		0,000		0		
Полное разрушение	1,496		0,992		4,117	-3,123		0,000		0		
ВЕРОЯТНОСТЬ РАЗРЫВА БАРАБАННЫХ ПЕРЕПОНОК У ЛЮДЕЙ												
Диаметр отверстия, мм	Пробит-функция Pr4				Условная вероятность поражения человека волной давления, Qвп			Величина индивидуального риска, Rв				
12,5	2,27				0,000			0				
25	2,98				0,033			1,19*10 ⁻⁶				

Полное разрушение	3,90	0,140	7,37*10 ⁻⁶	
ВЕРОЯТНОСТЬ ОТБРОСА ЧЕЛОВЕКА ВОЛНОЙ ДАВЛЕНИЯ (ЛЕТАЛЬНЫЙ ИСХОД)				
Диаметр отверстия, мм	Безразмерный показатель, V5	Пробит-функция Pr5	Условная вероятность поражения человека волной давления, Qвп	Величина индивидуального риска, Rв
12,5	0,459	6,90	0,988	8,47*10 ⁻⁵
25	0,115	10,27	0,999	3,60*10 ⁻⁵
Полное разрушение	0,020	14,56	0,999	5,25*10 ⁻⁵

Таблица 1-8 Расчетные данные и величины индивидуального риска для персонала находящегося на удалении 60 метров от возможного места аварии

Наименование оборудования	Диаметр трубопровода	Диаметр отверстия разгерметизации	Массовый расход вещества через отверстие разгерметизации	Время истечения вещества до отключения аварийного трубопровода	Масса вещества поступившего в окружающее пространство во время аварии	Приведённая масса вещества поступившего в окружающее пространство во время аварии	Удаление объекта от эпицентра возможной аварии	Величина избыточного давления взрыва на заданном удалении	Величина импульса волны давления на заданном удалении	Частота утечек из технологического трубопровода	Условная вероятность возникновения взрыва ТВС	Годовая частота возникновения аварии
		мм	кг/сек	сек	кг	кг	м	Па	Па*с	1/год		1/год
Площадка скважин	2"	12,5	2,01	120	241,2	267,35	60	8580,01	81,96	0,0000057	0,240	0,00008573
		25	8,04	120	964,8	1069,39	60	13602,64	206,64	0,0000024	0,240	0,00003610
		Полное разрушение	46,3	120	5556	6158,31	60	24454,24	649,83	0,0000014	0,600	0,00005264

ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЗРЫВА НА СТРОИТЕЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ

ПОВРЕЖДЕНИЯ СТЕН ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ, ПРИ КОТОРЫХ ВОЗМОЖНО ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЗДАНИЙ БЕЗ ИХ СНОСА

Диаметр отверстия, мм	Безразмерный показатель V1	Пробит-функция Pr1	Условная вероятность поражения человека волной давления Qвп	Величина индивидуального риска Rв
12,5	127337,095	1,94	0,000	0
25	33,895	4,08	0,190	6,86*10 ⁻⁶
Полное разрушение	0,061	5,73	0,779	4,10*10 ⁻⁵

ПОВРЕЖДЕНИЯ СТЕН ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ, ПРИ КОТОРЫХ ЗДАНИЯ ПОДЛЕЖАТ СНОСУ

Диаметр отверстия, мм	Безразмерный показатель V2	Пробит-функция Pr2	Условная вероятность поражения человека волной давления Qвп	Величина индивидуального риска Rв
12,5	291970810,226	0,71	0,000	0
25	12368,633	2,93	0,037	1,34*10 ⁻⁶
Полное разрушение	38,164	4,20	0,229	1,20*10 ⁻⁵

ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЗРЫВА НА ЧЕЛОВЕКА

ВЕРОЯТНОСТЬ ДЛИТЕЛЬНОЙ ПОТЕРИ УПРАВЛЯЕМОСТИ ЛЮДЕЙ (СОСТОЯНИЕ НОКДАУНА)

Диаметр отверстия, мм	Безразмерный показатель P_	Безразмерный показатель i_	Безразмерный показатель V3	Пробит-функция Pr3	Условная вероятность поражения человека волной давления Qвп	Величина индивидуального риска Rв
-----------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	--------------------	---	-----------------------------------

12,5	1,085	0,063	24,647	-13,395	0,000	0
25	1,134	0,156	12,024	-9,275	0,000	0
Полное разрушение	1,241	0,496	6,004	-5,288	0,000	0

ВЕРОЯТНОСТЬ РАЗРЫВА БАРАБАННЫХ ПЕРЕПОНОК У ЛЮДЕЙ

Диаметр отверстия, мм	Пробит-функция Pr4	Условная вероятность поражения человека волной давления, Qвп	Величина индивидуального риска, Rв
12,5	1,20	0,000	0
25	1,91	0,000	0
Полное разрушение	2,80	0,027	1,42*10 ⁻⁶

ВЕРОЯТНОСТЬ ОТБРОСА ЧЕЛОВЕКА ВОЛНОЙ ДАВЛЕНИЯ (ЛЕТАЛЬНЫЙ ИСХОД)

Диаметр отверстия, мм	Безразмерный показатель, V5	Пробит-функция Pr5	Условная вероятность поражения человека волной давления, Qвп	Величина индивидуального риска, Rв
12,5	1,849	3,50	0,077	6,60*10 ⁻⁶
25	0,467	6,86	0,977	3,52*10 ⁻⁵
Полное разрушение	0,082	11,11	0,999	5,25*10 ⁻⁵

Таблица 1-9 Расчетные данные и величины индивидуального риска для персонала находящегося на удалении 90 метров от возможного места аварии

Наименование оборудования	Диаметр трубопровода	Диаметр отверстия разгерметизации	Массовый расход вещества через отверстие разгерметизации	Время истечения вещества до отключения аварийного трубопровода	Масса вещества поступившего в окружающее пространство во время аварии	Приведённая масса вещества поступившего в окружающее пространство во время аварии	Удаление объекта от эпицентра возможной аварии	Величина избыточного давления взрыва на заданном удалении	Величина импульса волны давления на заданном удалении	Частота утечек из технологического трубопровода	Условная вероятность возникновения взрыва ТВС	Годовая частота возникновения аварии
		мм	кг/сек	сек	кг	кг	м	Па	Па*с	1/год		1/год
Площадка скважин	2"	12,5	2,01	120	241,2	267,35	90	5710,31	56,64	0,0000057	0,240	0,00008573
		25	8,04	120	964,8	1069,39	90	9040,77	136,42	0,0000024	0,240	0,00003610
		Полное разрушение	46,3	120	5556	6158,31	90	16191,33	433,22	0,0000014	0,600	0,00005264

ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЗРЫВА НА СТРОИТЕЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ

ПОВРЕЖДЕНИЯ СТЕН ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ, ПРИ КОТОРЫХ ВОЗМОЖНО ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЗДАНИЙ БЕЗ ИХ СНОСА

Диаметр отверстия, мм	Безразмерный показатель V1	Пробит-функция Pr1	Условная вероятность поражения человека волной давления Qвп	Величина индивидуального риска Rв
12,5	5523338,367	0,96	0,000	0
25	1367,897	3,12	0,040	1,44*10 ⁻⁶
Полное разрушение	1,945	4,83	0,440	2,31*10 ⁻⁵

ПОВРЕЖДЕНИЯ СТЕН ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ, ПРИ КОТОРЫХ ЗДАНИЯ ПОДЛЕЖАТ СНОСУ

Диаметр отверстия, мм	Безразмерный показатель V2	Пробит-функция Pr2	Условная вероятность поражения человека волной давления Qвп	Величина индивидуального риска Rв
-----------------------	----------------------------	--------------------	---	-----------------------------------

12,5	28514536264,927	-0,30	0,000	0		
25	982468,917	1,96	0,000	0		
Полное разрушение	808,375	3,53	0,000	4,21*10 ⁻⁶		
ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЗРЫВА НА ЧЕЛОВЕКА						
ВЕРОЯТНОСТЬ ДЛИТЕЛЬНОЙ ПОТЕРИ УПРАВЛЯЕМОСТИ ЛЮДЕЙ (СОСТОЯНИЕ НОКДАУНА)						
Диаметр отверстия, мм	Безразмерный показатель P_	Безразмерный показатель i_	Безразмерный показатель V3	Пробит-функция Pr3	Условная вероятность поражения человека волной давления Qвп	Величина индивидуального риска Rв
12,5	1,056	0,042	35,138	-15,430	0,000	0
25	1,089	0,104	16,338	-11,034	0,000	0
Полное разрушение	1,160	0,331	7,552	-6,605	0,000	0
ВЕРОЯТНОСТЬ РАЗРЫВА БАРАБАНЫХ ПЕРЕПОНОК У ЛЮДЕЙ						
Диаметр отверстия, мм	Пробит-функция Pr4		Условная вероятность поражения человека волной давления, Qвп		Величина индивидуального риска, Rв	
12,5	0,58		0,000		0	
25	1,28		0,000		0	
Полное разрушение	2,17		0,000		0	
ВЕРОЯТНОСТЬ ОТБРОСА ЧЕЛОВЕКА ВОЛНОЙ ДАВЛЕНИЯ (ЛЕТАЛЬНЫЙ ИСХОД)						
Диаметр отверстия, мм	Безразмерный показатель, V5	Пробит-функция Pr5		Условная вероятность поражения человека волной давления, Qвп	Величина индивидуального риска, Rв	
12,5	4,166	1,52		0,000	0	
25	1,054	4,87		0,460	1,66*10 ⁻⁵	
Полное разрушение	0,185	9,11		0,999	5,25*10 ⁻⁵	

6.3.2.2 Расчётные показатели величины индивидуального риска при реализации сценария «Факельный пожар»

В настоящем разделе в Таблицах 1-10 и 1-11 представлены исходные данные, а также расчетные показатели величины индивидуального риска при тепловом излучении пламени струйного горения газа по двум возможным сценариям, а именно:

- Пламя колонного типа;
- Струйное пламя.

Таблица 1-10 Расчетные данные и величины индивидуального риска для персонала находящегося на удалении 10 метров от возможного места аварии (Пламя колонного типа)

Наименование площадки	Диаметр технологического трубопровода	Диаметр отверстия разгерметизации	Массовый расход вещества через отверстие разгерметизации	Время истечения вещества до отключения аварийного трубопровода	Масса вещества поступившего в окружающее пространство во время аварии	Частота утечек из технологического трубопровода	Расстояние от места расположения человека до зоны, где интенсивность теплового излучения не превышает 4 кВт/м²	Эффективное время экспозиции	Интенсивность теплового излучения на заданном расстоянии	Частота утечек из технологического трубопровода	Условная вероятность возникновения «струйного горения»	Годовая частота возникновения аварии Qв
		мм	кг/сек	сек	кг	1/(год*м)	м			сек		кВт/м²
Площадка скважин	2"	12,5	2,01	120	241,2	0,0000057	14,29	7,86	11,41	0,0003572	0,035	0,0000125
		25	8,04	120	694,8	0,0000024	29,18	10,84	28,47	0,0001504	0,035	0,0000053
		Полное разрушение	46,3	120	5556,0	0,0000014	70,79	19,16	114,35	0,0000877	0,200	0,0000175
ВЕРОЯТНОСТЬ ПОРАЖЕНИЯ ЧЕЛОВЕКА ТЕПЛОМ ИЗЛУЧЕНИЕМ												
Диаметр отверстия разгерметизации	Безразмерный показатель D			Пробит-функция Pr			Условная вероятность поражения человека волной давления, Qвп			Величина индивидуального риска, Rв		
мм												
12,5	201,685			-4,93			0,000			0		
25	940,952			-3,39			0,000			0		
Полное разрушение	10616,442			-0,97			0,000			0		

Таблица 1-11 Расчетные данные и величины индивидуального риска для персонала находящегося на удалении 10 метров от возможного места аварии (Пламя струевого типа)

Наименование площадки	Диаметр технологического трубопровода	Диаметр отверстия разгерметизации	Массовый расход вещества через отверстие разгерметизации	Время истечения вещества до отключения аварийного трубопровода	Масса вещества поступившего в окружающее пространство во время аварии	Частота утечек из технологического трубопровода	Расстояние от места расположения человека до зоны, где интенсивность теплового излучения не превышает 4 кВт/м²	Эффективное время экспозиции	Интенсивность теплового излучения на заданном расстоянии	Частота утечек из технологического трубопровода	Условная вероятность возникновения «струйного горения»	Годовая частота возникновения аварии Qв
		мм	кг/сек	сек	кг	1/(год*м)	м			сек		кВт/м²
Площадка скважин	2"	12,5	2,01	120	241,2	0,0000057	31,19	11,24	7,24	0,0003572	0,035	0,0000125
		25	8,04	120	694,8	0,0000024	54,37	15,87	18,14	0,0001504	0,035	0,0000053
		Полное разрушение	46,3	120	5556,0	0,0000014	109,38	26,88	79,03	0,0000877	0,200	0,0000175
ВЕРОЯТНОСТЬ ПОРАЖЕНИЯ ЧЕЛОВЕКА ТЕПЛОМ ИЗЛУЧЕНИЕМ												
Диаметр отверстия разгерметизации	Безразмерный показатель D			Пробит-функция Pr			Условная вероятность поражения человека волной давления, Qвп			Величина индивидуального риска, Rв		

и и				
мм				
12,5	157,297	-5,18	0,000	0
25	755,875	-3,61	0,000	0
Полное разрушение	9101,675	-1,12	0,000	0

6.3.2.3 Критерии допустимого риска

В соответствии с положениями Раздела 8.2 СТ РК 3019-2017 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Метод определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах», величина индивидуального пожарного риска в зданиях различных классов функциональной пожарной опасности не должна превышать 10^{-6} в год. В отдельных случаях допускается принимать величину индивидуального пожарного риска 10^{-4} в год с учётом дополнительных организационных мероприятий. Также следует учитывать, что на рассматриваемых в настоящем проекте площадках постоянного присутствия обслуживающего персонала не требуется.

Рассмотрев расчётные показатели величин индивидуального пожарного риска представленных в Таблицах 1-7 ... 1-11 можно сделать вывод, что проектом выполняются условия по соблюдению критериев допустимости риска.

6.4 ОПИСАНИЕ СИСТЕМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

При выборе средств и способов пожаротушения, для защиты сооружений, часть которых является существующими, рассмотрены следующие основные факторы:

- Взрывопожароопасность технологических процессов;
- Взрывопожароопасность веществ и материалов, обращающихся в технологических процессах;
- Возможность и пути распространения пожара на защищаемом объекте;
- Классификация зданий и сооружений по пожарной опасности.

На основании требований нормативно-технических документов в области обеспечения пожарной безопасности, проектом принято следующее:

- Первичные средства пожаротушения;
- Передвижная пожарная техника негосударственной противопожарной службы (существующая НГПС).

6.5 ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ЗДАНИЯМИ, СООРУЖЕНИЯМИ И НАРУЖНЫМИ УСТАНОВКАМИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ПОЖАРНУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ

Основные планировочные решения по размещению объектов приняты с учетом их назначения, с учетом существующей ситуации, заданных границ участка, расположенных в районе строительства.

В основу планировочных решений по размещению положен принцип соответствия планировочных решений требованиям технологического процесса и создания наилучших условий труда для работающих.

Расстояния между зданиями и сооружениями выдержаны с учетом требований Раздела 6 ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений».

6.6 НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ ПРОТИВОПОЖАРНАЯ СЛУЖБА (СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ)

На территории Чинаревского месторождения в здании пожарного депо в боевом расчете находится 4 основных пожарных автомобиля (пожарные автоцистерны) оборудованные стационарными и переносными лафетными стволами.

6.7 ПРОЕЗДЫ И ПОДЪЕЗДЫ ДЛЯ ПЕРЕДВИЖНОЙ ПОЖАРНОЙ ТЕХНИКИ

Транспортная схема, обеспечивающая транспортные связи, обслуживающего транспорта для технологической площадки и технологических коммуникаций, как на период строительства, так и на период их эксплуатации представлена сетью существующих дорог.

6.8 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ СЛУЖБЫ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПОЖАРА

Для обеспечения безопасности подразделений противопожарной службы при ликвидации пожара предусматривается:

- организация встречи сил и средств пожарной охраны и оказание помощи в выборе кратчайшего пути для подъезда к месту пожара;
- обеспечение рабочей силой и инженерно-техническим персоналом для выполнения работ, связанных с тушением пожара и эвакуацией имущества;
- обеспечение подвоза средств, необходимых для тушения и предотвращения распространения пожара;
- корректировка действий служб и отдельных лиц, занятых выполнением работ, связанных с тушением пожара;
- подъезды и проезды к зданиям, а также подступы к пожарному инвентарю и оборудованию содержатся свободными;
- дороги и проезды к территории объекта содержатся в исправном состоянии.

Одиночное размещение объектов, его относительно небольшая площадь позволяют обеспечить ввод сил и средств ликвидации аварии в наиболее удобном направлении, а также осуществлять оперативное маневрирование.

6.9 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО НАРУЖНОМУ ПРОТИВОПОЖАРНОМУ ВОДОСНАБЖЕНИЮ

В соответствии с требованиями пункта 6.38 ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», для проектируемых зданий и сооружений устройство наружного противопожарного водоснабжения не требуется.

6.10 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ВНУТРЕННЕМУ ПРОТИВОПОЖАРНОМУ ВОДОСНАБЖЕНИЮ

Проектируемые сооружения не отвечают критериям пункта 4.2 СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений», в связи, с чем внутренний противопожарный водопровод не предусматривается.

6.11 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ЛЮДЕЙ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ПОЖАРА

Технологический режим эксплуатации проектируемых сооружений не предусматривает постоянных рабочих мест. При этом проектом предусмотрен эвакуационный выход с территории площадок.

6.12 ПЕРЕЧЕНЬ ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ПОМЕЩЕНИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ, ПОДЛЕЖАЩИХ ЗАЩИТЕ АВТОМАТИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ И ОБОРУДОВАНИЮ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ

Рассматриваемые в настоящем проекте сооружения не отвечают критериям, изложенным в Разделе 5 СН РК 2.02-02-2023 «Пожарная автоматика зданий и сооружений», в связи с чем, автоматические установки пожаротушения не предусматриваются.

Проектом предусматривается система АСУ ТП которая состоит из следующих элементов:

АСУ ТП будет состоять из:

- Распределённой системы управления;
- Системы противоаварийной защиты;
- Системы обнаружения загазованности.

Основные задачи Распределённой системы управления (РСУ) - выполнение всех функций контроля и управления технологическим процессом в замкнутом контуре индивидуальными технологическими устройствами, приборами и направлением командных сигналов исполнительным управляющим элементам на площадках и оборудовании с одновременным направлением информации оператору на человеко-машинные интерфейсы (ЧМИ).

Функции сбора данных, управления и операторского интерфейса будут выполняться программируемыми логическими контроллерами ПЛК.

PCY функционирует в реальном масштабе времени технологического процесса, процессами получения данных от размещённых на площадке контрольно-измерительных приборов.

Первоочередной задачей системы противоаварийной защиты (ПАЗ) является следующее:

- защита персонала;
- защита окружающей среды;
- защита экономических капиталовложений в установку и оборудование;
- долгосрочная бесперебойная работа и надёжность оборудования.

Цель системы ПАЗ:

- автоматического обнаружения неудовлетворительного состояния оборудования;
- автоматических действий в случаях обнаружения опасных условий технологического процесса путём обесточивания оборудования, отключения или перекрывания технологического оборудования;
- обеспечение возможности инициации действий ПАЗ вручную;
- включение звуковой и визуальной тревожной сигнализации через рабочую станцию PCY.

В состав системы ПАЗ входят специальные датчики, устанавливаемые на оборудовании.

Расположенные на площадке КИП и исполнительные механизмы системы ПАЗ отдельные от приборов и исполнительных механизмов, используемых для ведения технологического процесса.

Система обнаружения газа предназначена для обнаружения утечки горючего газа, для предотвращения угрозы персоналу и сооружениям.

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

Точки уставок детекторов горючих газов выражаются в форме процентной доли от значения нижнего предела взрываемости (НПВ) и устанавливаются следующим образом:

Низкая концентрация газа (тревожная сигнализация):

- 20% от НПВ для точечных детекторов на участках технологических установок.

Высокая концентрация газа (аварийная сигнализация):

- 50% от НПВ для точечных детекторов на участках технологических установок.

Передача информации от установок системы газлифта передаётся на АРМ оператора ЧНГМ с помощью существующих ВОЛС (скв. №62, №67, №215, №218) или при помощи радиосвязи (скв. №31, №230, №401).

Оборудование для передачи информации по ВОЛС или радиосвязи размещено в существующих блок-боксах для шкафов КИП и ЭЛ.

6.13 ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

В соответствии с требованиями пункта 6.38 ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» пожаротушение рассматриваемых в настоящем проекте площадок будет осуществляться первичными средствами пожаротушения. С этой целью на каждой площадке проектом предусматривается установка пожарных щитов типа «ЩП-В» (по одному пожарному щиту для каждой площадки скважин).

Все огнетушители, размещённые на объекте, должны иметь порядковый номер, нанесённый на корпус белой краской и паспорта установленной формы.

Непосредственный контроль над техническим состоянием средств пожаротушения будет осуществлять персонал службы эксплуатации объекта.

Нормы комплектации одного пожарного щита типа «ЩП-В» представлены в Таблице 1-12.

Таблица 1-12 Нормы комплектации пожарного щита, типа «ЩП-В»

№	Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Количество
1	Порошковый огнетушитель ОП-10	1
2	Порошковый огнетушитель ОП-5	2
3	Багор пожарный	1
4	Лопата совковая	1
5	Лопата штыковая	1
6	Ведро пожарное	2
7	Лом пожарный	1
8	Ящик для песка объем 0,5 м³	1
9	Асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	1

6.14 ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Не допускается установка фланцевых и разъемных соединений в трубопроводах взрывопожароопасных технологических систем, кроме мест установки арматуры или подсоединения аппаратов. Не допускается применять гибкие шланги во взрывоопасных технологических системах.

Выхлопные линии двигателей внутреннего сгорания выводятся на расстоянии не менее 15 метров от устья скважины. Выхлопные линии оборудуются искрогасителями.

При низких температурах оборудование и трубопроводы, подверженные замерзанию, следует утеплять и обеспечить подогревом, исключая применение открытого огня.

Не допускается применение открытого огня и курение в пожароопасных и взрывоопасных помещениях, под основаниями, газоопасных местах, вблизи емкостей для хранения горюче-смазочных материалов, нефтепродуктов, горючих веществ и реагентов. Для курения оборудуются специально оборудованные места в пожаробезопасной зоне и обозначаются надписями.

Не допускается ведение газоопасных, огневых и сварочных работ при наличии загазованности, загрязнении горюче-смазочными материалами, нефтепродуктами. Силовое, буровое и нефтепромысловое оборудование, укрытия, устье и территория объекта постоянно содержатся в пожаробезопасном состоянии, регулярно защищаются от замазученности, разлива горюче смазочных материалов, нефтепродуктов.

Работы по освоению и испытанию нефтяных и газовых скважин проводятся в соответствии с проектом на строительство скважины, где в специальных разделах разрабатывается технология, определяются технические средства выполнения работ по испытанию и меры пожаровзрывобезопасности.

Все переданные в эксплуатацию скважины обеспечиваются герметизированными устьями, оборудованными соответствующей аппаратурой.

Обвязка скважины, отводы, аппаратура, а также газопроводы, находящиеся под давлением, отогреваются только паром или горячей водой.

7 ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

7.1 ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки Раздела «Охрана труда и техника безопасности» (Далее – ОТиТБ), являются следующие исходные данные:

- Техническое задание на проектирование «Обустройство Чинаревского НГКМ. Расширение систем Газлифт от площадки ГЛК на Юго-восточную часть Чинаревского НГКМ. ЗКО, район Байтерек»;
- Принятые технологические, архитектурно-строительные и объёмно-планировочные решения.

Основные сведения о проектируемых объектах представлены в общем, технологическом и других разделах проекта.

В настоящем разделе представлены мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности при эксплуатации оборудования находящегося на площадках скважин.

При разработке настоящего раздела для руководства были приняты следующие основные нормативные документы:

- Трудовой кодекс Республики Казахстан от 23 ноября 2015 года № 414-V;
- Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405 «Об утверждении технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности»;
- СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»;
- СН РК 1.03-00-2022 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений»;
- ГОСТ 12.4.087-84 «Система стандартов безопасности труда. Строительство. Каски строительные. Технические условия»;
- ГОСТ 12.1.046-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок»;
- ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
- ГОСТ 23407-78 «Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительного-монтажных работ. Технические условия»;
- ГОСТ 12.4.059-89 «Система стандартов безопасности труда .Строительство. Ограждения предохранительные инвентарные. Общие технические условия»;
- ГОСТ 12.4.089-86 «Система стандартов безопасности труда. Строительство. Пояса предохранительные. Общие технические условия»;
- ГОСТ 12.4.107-2012 «Система стандартов безопасности труда. Строительство. Канаты страховочные. Технические условия»;
- ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования»;
- Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 «Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»;
- Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»;
- Приказ Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 25 декабря 2015 года № 1019 «Об утверждении Правил и сроков проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников, руководителей и лиц, ответственных за обеспечение безопасности и охраны труда»;
- Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения».

7.2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Основными целями в области безопасности и охраны труда являются:

- Защита жизни и здоровья человека от неблагоприятных воздействий среды и производственного процесса, включая создание необходимых условий для жизнедеятельности;
- Защита строительной продукции и людей от неблагоприятных воздействий в расчётных условиях эксплуатации с учётом риска возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- Сохранение жизни и здоровья людей, предотвращение угрозы гигиене;
- Создание психологически комфортных условий для потребителя;
- Эффективное использование пространства и времени.

Ответственность за соблюдением требований безопасности и охраны труда при эксплуатации машин, ручных электрических и пневматических машин, технологической оснастки возлагается:

- За техническим состоянием строительных машин, механизмов, производственного оборудования, инструмента, технологической оснастки, включая средства защиты — на организацию, на балансе которой они находятся, а при передаче их во временное пользование (аренду) — на организацию (лицо), определенную договором;
- За обеспечение требований безопасного производства работ — на организации, выполняющие работы.

При производстве работ на территории строительной площадке и участков работ с привлечением подрядчиков (включая граждан, занимающихся индивидуальной трудовой деятельностью) лицо, осуществляющее строительство, обязано:

- Разработать совместно с привлекаемыми подрядчиками план мероприятий, обеспечивающих безопасные условия работы, обязательные для всех организаций и лиц, участвующих в строительстве;
- Выполнять запланированные за ним мероприятия и координацию действия субподрядчиков в части выполнения мероприятий по безопасности и охране труда на закреплённых за ними участках работ;
- При заключении договоров подряда предусматривать взаимную ответственность сторон за выполнение мероприятий по обеспечению безопасных условий труда на территории строительной площадки и участках работ.

Рабочие, руководители, специалисты и служащие строительных организаций обеспечиваются спецодеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты с учётом вида работы и степени риска. Все лица, находящиеся на строительной площадке, обязаны носить защитные каски по ГОСТ 12.4.087-84.

Рабочие и инженерно-технические работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми, помещениями для приёма пищи, отдыха и обогрева, комнатами гигиены женщин и туалетами) для работающих на строительной площадке должна быть закончена до начала основных строительно-монтажных работ.

На объекте строительства необходимо выделять помещения или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин, и других средств для оказания первой помощи пострадавшим.

Инженерно-технические работники, не позднее одного месяца со дня вступления в должность обязаны пройти первичную проверку знаний по охране труда в соответствующей экзаменационной комиссии. Периодическая проверка знаний осуществляется не реже одного раза в три года.

Руководители и ИТР строительно-монтажных организаций обязаны проходить внеочередную проверку знаний по охране труда в следующих случаях:

- При вводе в действие новых или переработанных нормативных документов по охране труда;
- При вводе в эксплуатацию нового оборудования или внедрению новых технологических процессов;
- При переводе работника на другое место работы или назначении его на другую должность, требующую дополнительных знаний по охране труда;

- При допущении несчастных случаев - групповых, со смертельным или инвалидным исходом, а также при возникновении аварии, взрыва, пожара или отравления;
- По требованию органов Государственного надзора и контроля;
- При перерыве в работе более одного года.

Перед допуском к работе вновь привлекаемых рабочих руководитель организации обязан обеспечить их обучение и проведение инструктажа по безопасности труда, а также обеспечить рабочих инструкциями по безопасности и охране труда (под расписку), требования, которых они обязаны выполнять в процессе трудовой деятельности.

При выполнении строительно-монтажных работ на территории действующего предприятия инструктаж следует проводить с привлечением работников службы безопасности и охраны труда предприятия или администрации цеха, на территории которого проводятся работы.

К выполнению строительно-монтажных работ, к которым предъявляются дополнительные требования по безопасности и охране труда, допускаются лица, не моложе 18 лет, имеющие профессиональные навыки, прошедшие медицинский осмотр, а также обучение безопасным методам и приемам этих работ и получившие соответствующие удостоверения. До прохождения обучения такие лица к самостоятельной работе не допускаются.

Организация строительной площадки, участков работ и рабочих мест должны обеспечивать безопасность и охраны труда работающих на всех этапах выполнения работ.

7.2.1 Организация строительной площадки

При организации строительной площадки, размещении участков работ, опасных производственных рабочих мест, проездов строительных машин и транспортных средств, проходов для людей следует установить опасные для людей зоны, в пределах которых постоянно действуют или потенциально могут действовать факторы.

Опасные зоны должны быть обозначены знаками безопасности и надписями установленной формы.

К зонам постоянно действующих опасных производственных факторов следует относить зоны:

- Вблизи от неизолированных токоведущих установок;
- Вблизи от не ограждённых перепадов по высоте на 1,3 м и более;
- В местах, где содержатся вредные вещества в концентрациях выше предельно допустимых или воздействует шум и электромагнитное поле интенсивностью выше предельно допустимой.

К зонам потенциально действующих опасных производственных факторов следует относить:

- Участки территории вблизи строящегося здания (сооружения);
- Этажи (ярусы) зданий и сооружений в одной захватке, над которыми происходит монтаж (демонтаж) конструкций или оборудования;
- Зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов;
- Места, над которыми происходит перемещение грузов грузоподъёмными кранами.

На границах зон постоянно действующих опасных производственных факторов следует установить предохранительные защитные ограждения, а зон потенциально действующих опасных производственных факторов — сигнальные ограждения или знаки безопасности.

При производстве работ в указанных зонах следует осуществлять организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работающих.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны, уровень шума и уровень вибрации на рабочих местах, а также интенсивность электромагнитного поля при производстве работ под напряжением на линии 220-1150 кВ, не следует превышать допускаемых значений, соответствующих нормативных документах, утверждённых Минздравом Республики Казахстан.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны и наличие производственных факторов (шума, вибрации, электромагнитных полей, микроклимата и др.) на рабочих местах подлежит систематическому контролю.

Строительная площадка, участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним в тёмное время суток оснащены электроосвещением. Освещённость площадки соответствует СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение».

Освещённость осуществлять равномерную без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих людей. Производство работ в неосвещённых местах не допускается.

У въезда на строительную площадку должна быть установлена схема движения средств транспорта, а на обочинах дорог и проездов хорошо видимые дорожные знаки, регулирующие порядок движения транспортных средств в соответствии с Правилами дорожного движения.

Скорость движения автотранспорта вблизи мест производства работ не должна превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах.

Проезды, переходы и рабочие места необходимо регулярно очищать, не загромождать, а расположенные вне зданий, посыпать песком или шлаком в зимнее время.

Проходы с уклоном более 20% должны быть оборудованы трапами или лестницами с ограждением. Ширина проходов к рабочим местам на рабочих местах должны быть не менее 0,6 м, а высота проходов в свету - не менее 1,8 м.

Лестницы или скобы, применяемые для подъёма или спуска работающих на рабочие места, расположенные на высоте или глубине более 5 м, должны быть оборудованы устройствами для закрепления предохранительного пояса (канатами с ловителями и др.).

Рабочие места и проходы к ним на высоте 1,3 м и более и расстояние менее 2 м от границы перепада по высоте ограждать временными ограждениями в соответствии с ГОСТ 23407-78 «Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительно-монтажных работ. Технические условия» и ГОСТ 12.4.059-89 «ССБТ.Строительство.Ограждения предохранительные инвентарные. Общие технические условия».

При невозможности устройства этих ограждений работы на высоте следует выполнять с использованием предохранительных поясов по ГОСТ 12.4.089-86 «ССБТ.Строительство.Пояса предохранительные. Общие технические условия» и канатов страховочных по ГОСТ 12.4.107-2012 «ССБТ.Строительство. Канаты страховочные. Технические условия».

Рабочие места в зависимости от условий работ и принятой технологии производства работ обеспечить, соответствующими их назначению средствами технологической оснастки и средствами коллективной защиты, а также средствами связи и сигнализации.

Подавать материалы, строительные конструкции и узлы оборудования на рабочие места необходимо в технологической последовательности, обеспечивающей безопасность работ. Склаживать материалы и оборудование на рабочих местах следует так, чтобы они не создавали опасности при выполнении работ и не стесняли проходы.

Не допускается пользоваться открытым огнём в радиусе менее 50 м от места применения и складирования материалов, содержащих легковоспламеняющиеся или взрывоопасные вещества.

Лакокрасочные, изоляционные, отделочные и другие материалы, выделяющие взрывоопасные или вредные вещества, разрешается хранить на рабочих местах в количествах, не превышающих сменной потребности.

Перед началом выполнения работ в местах, где возможно появление вредного газа, в том числе в закрытых ёмкостях, колодцах, траншеях и шурфах, необходимо провести анализ воздушной среды. При появлении вредных газов производство работ в данном месте следует остановить и продолжить их только после обеспечения рабочих мест вентиляцией (проветриванием) или применения рабочими необходимых средств индивидуальной защиты.

7.3 ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА И САНИТАРНО-ГИГИЕЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ РАБОТАЮЩИХ

На период строительства, персонал, занятый на строительной площадке обеспечивается:

Санитарно-бытовыми помещениями, в соответствии с требованиями действующих норм

СН РК 3.02-08-2013 и

- СП РК 3.02-108-2013;
- Питьевой водой, качество которой, соответствует санитарным требованиям;
- Помещениями для размещения аптек с медикаментами и других средств для оказания первой медицинской помощи.

Для устранения неблагоприятного воздействия природных факторов применяется:

- На рабочих местах солнцезащитные и пылезащитные устройства, система кондиционирования воздуха;
- В санитарно-бытовых помещениях приточно-вытяжная вентиляция, отопление, канализация и система холодного и горячего водоснабжения;
- Для предохранения от перегрева работающих в жаркие летние дни на открытом воздухе, в соответствии с Трудовым кодексом Республики Казахстан, перенос начала работы на наиболее ранние утренние часы с максимальным перерывом работ в жаркие часы дня.

Расположение сооружений должно быть выполнено в соответствии с требованиями Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства».

Производственные, складские помещения и объекты вспомогательного назначения должны находиться на таком расстоянии, чтобы исключить неблагоприятное воздействие (в санитарном отношении) одного объекта на другой.

Вокруг площадки временных сооружений устанавливаются временные осветительные устройства в местах, где они считаются необходимыми с точки зрения охраны объекта.

Санитарно-бытовые помещения должны включать: комнаты обогрева и отдыха; гардеробные с индивидуальными шкафчиками; временные душевые кабины с подогревом воды; туалеты; умывальные; устройства питьевого водоснабжения; суши; обеспыливания и хранения специальной одежды.

Работники по половому признаку обеспечиваются отдельными санитарными и умывальными помещениями.

В каждом бытовом помещении должны находиться аптечки первой медицинской помощи и противопожарный инвентарь (огнетушители).

Площадь временных зданий санитарно-бытового назначения должна быть определена, исходя из предполагаемой численности работающих, занятых на строительстве.

Окончательное решение численности мест и расположение строительного городка на объекте, подключение к системам холодного или горячего водоснабжения, электроснабжения определяется непосредственно подрядной организацией при разработке Проекта Организации Строительства (ПОС) и Проекта Производства работ (ППР), в соответствии с требованиями СН РК 1.03-00-2022 «Строительное производство. Организация строительства предприятий зданий, сооружений» и с согласованием указанных документов Заказчиком.

Проживание и медицинское обслуживание работающих, предполагается по месту жительства, на основе заключаемого Договора между заказчиком и подрядной организацией. Доставка рабочих к месту работы от мест проживания предусматривается автотранспортом.

7.4 САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПЕРИОД ВВЕДЕНИЯ ОГРАНИЧИТЕЛЬНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ КАРАНТИНА

Объекты работают согласно графику работы, обеспечивающему бесперебойное функционирование производства в соответствии с технологическим процессом.

Доставка работников на предприятие и с предприятия может осуществляться на личном, служебном или общественном транспорте при соблюдении масочного режима и заполняемости, но не более количества посадочных мест.

Водитель транспортного средства должен быть обеспечен антисептиком для обработки рук и средствами индивидуальной защиты (медицинские (тканевые) маски и перчатки, средства защиты для глаз и (или) защитные экраны), с обязательной их сменой с требуемой частотой.

Должна проводиться дезинфекция салона автомобильного транспорта перед каждым рейсом с последующим проветриванием.

Вход и выход работников должен осуществляться при одномоментном открытии всех дверей в автобусе (микроавтобусе).

Допускаются в салон пассажиры в медицинских (тканевых) масках в количестве, не превышающем посадочных мест.

В случае, если работники проживают в общежитиях, в том числе мобильных, на территории строительной площадки и (или) промышленного предприятия, соблюдаются необходимые санитарно-

эпидемиологические требования и меры безопасности в целях предупреждения заражения инфекционными и паразитарными заболеваниями, в том числе коронавирусной инфекцией.

Обработка рук осуществляется средствами, предназначенными для этих целей (в том числе с помощью установленных дозаторов), или дезинфицирующими салфетками и с установлением контроля над соблюдением этой гигиенической процедуры.

Осуществляется проверка работников при входе бесконтактной термометрией и на наличие симптомов респираторных заболеваний, для исключения допуска к работе лиц с симптомами острой респираторной вирусной инфекции и гриппа, а для лиц с симптомами, не исключаяющими коронавирусную инфекцию (сухой кашель, повышенная температура, затруднение дыхания, одышка) обеспечивается изоляция и немедленное информирование медицинской организации.

До начала рабочего процесса предусматривается:

- Проведение инструктажа среди работников о необходимости соблюдения правил личной (общественной) гигиены, а также отслеживание их неукоснительного соблюдения;
- Использование медицинских (тканевых) масок и (или) респираторов в течение рабочего дня с условием их своевременной смены;
- Наличие антисептиков на рабочих местах, неснижаемого запаса дезинфицирующих, моющих и антисептических средств на каждом объекте;
- Проверка работников в начале рабочего дня бесконтактной термометрией;
- Ежедневное проведение мониторинга выхода на работу;
- Максимальное использование автоматизации технологических процессов для внедрения бесконтактной работы на объекте;
- Наличие разрывов между постоянными рабочими местами не менее 2 метров (при возможности технологического процесса);
- Исключение работы участков с большим скоплением работников (при возможности пересмотреть технологию рабочего процесса);
- Влажная уборка производственных и бытовых помещений с дезинфекцией средствами вирулицидного действия не менее 2 раз в смену с обязательной дезинфекцией дверных ручек, выключателей, поручней, перил, контактных поверхностей (столов, стульев работников, оргтехники), мест общего пользования (гардеробные, комнаты приема пищи, отдыха, санузлы);
- Бесперебойная работа вентиляционных систем и систем кондиционирования воздуха с проведением профилактического осмотра, ремонта, в том числе замена фильтров, дезинфекции воздуховодов), обеспечивает соблюдение режима проветривания.

Питание и отдых на объектах предусматривает:

- Организацию приема пищи в строго установленных местах, исключающих одновременный прием пищи и скопление работников из разных производственных участков. Не исключается доставка еды в зоны приема пищи (столовые) при цехах (участках) с обеспечением всех необходимых санитарных норм;
- Соблюдение расстояния между столами не менее 2 метров и рассадки не более 2 рабочих за одним стандартным столом либо в шахматном порядке за столами, рассчитанными на более 4 посадочных мест;
- Использование одноразовой посуды с последующим ее сбором и удалением;
- При использовании многоразовой посуды - обработка посуды в специальных моечных машинах при температуре не ниже 65 °С либо ручным способом при той же температуре с применением моющих и дезинфицирующих средств после каждого использования;
- Оказание услуг персоналом столовых (продавцы, повара, официанты, кассиры и другие сотрудники, имеющие непосредственный контакт с продуктами питания) в медицинских (тканевых) масок (смена масок не реже 1 раза в 2 часа);
- Закрепление на пищеблоках и объектах торговли, предприятия ответственного лица за инструктаж, своевременную смену средств защиты, снабжение и отслеживание необходимого запаса дезинфицирующих, моющих и антисептических средств, ведение журнала по периодичности проведения инструктажа, смены средств защиты и пополнения запасов дезинфицирующих средств;

- Количество одновременно обслуживаемых посетителей не превышает 5 человек с соблюдением дистанцирования;
- Проведение проветривания и влажной уборки помещений с применением дезинфицирующих средств путём протирания дезинфицирующими салфетками (или растворами дезинфицирующих средств) ручек дверей, поручней, столов, спинок стульев (подлокотников кресел), раковин для мытья рук при входе в обеденный зал (столовую), витрин самообслуживания по окончании рабочей смены (или не реже, чем через 6 часов);
- Проведением усиленного дезинфекционного режима - обработка столов, стульев каждый час специальными дезинфекционными средствами.

7.5 РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА

В целях предотвращения аварий и уменьшения последствий в случае их возникновения проектом предусмотрено:

- Выбор соответствующего материала для оборудования и трубопроводов;
- Надёжная герметизация и разделение на отсекаемые герметичные блоки оборудования и трубопроводов;
- Защита оборудования и трубопроводов от коррозии;
- Защита оборудования и трубопроводов от превышения давления;
- Выбор электрооборудования соответствующего исполнения для технологических установок;
- Контроль и диагностирование состояния оборудования и трубопроводов во время эксплуатации;
- Проведение профилактических регламентных работ;
- Быстрое обнаружение и устранение возникших утечек газа и жидкости из оборудования и трубопроводов;
- Обучение обслуживающего персонала;
- Размещение технологического оборудования на открытых площадках с обеспечением необходимых (по нормам) проходов, площадок для обслуживания и ремонта;
- Механизация подъёмно-транспортных операций с применением кранового оборудования;
- Автоматизация и телемеханизация основных технологических процессов;
- Поставка деталей трубопроводов в термообработанном состоянии;
- Использование минимально необходимого количества фланцевых соединений;
- 100% контроль соединений трубопроводов неразрушающим методом;
- Испытание на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- Установка манометров и обратных клапанов на нагнетательных линиях насосов до задвижек.

7.6 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ ПЕРСОНАЛА, РЕЖИМЕ РАБОТЫ И ДРУГИМ УСЛОВИЯМ

Компания не предусматривает увеличение существующей штатной численности персонала для выполнения работ на проектируемых сооружениях.

Режим работы персонала – вахтовый.

Проживание, питание, санитарно-бытовое обслуживание рабочего персонала осуществляется на территории Вахтового посёлка.

8 ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

8.1 ОСНОВАНИЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Основанием для разработки раздела «Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (Далее – ИТМ ГОЧС), являются следующие исходные данные:

- Техническое задание на проектирование «Обустройство Чинаревского НГКМ. Расширение систем Газлифт от площадки ГЛК на Юго-восточную часть Чинаревского НГКМ. ЗКО, район Байтерек»;
- Принятые технологические, архитектурно-строительные и объемно-планировочные решения.

Основные сведения о проектируемых объектах представлены в общем, технологическом и других разделах проекта.

8.2 ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

При разработке настоящего раздела применялись требования следующих нормативных документов:

- Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите» Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405 «Об утверждении технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности»;
- Приказ Министра внутренних дел Республики Казахстан от 6 марта 2015 года №190 Об утверждении Правил организации и ведения мероприятий гражданской обороны» СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- СТ РК 2881-1-2016 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Часть 1. Общие положения»;
- СТ РК 2881-2-2016 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Часть 2. Выбор сценария пожара»;
- СТ РК 3019-2017 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Метод определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» СТ РК 3020-2017 «Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Метод определения расчётных величин пожарного риска в зданиях и сооружениях различных классов функциональной пожарной опасности»;
- СТ РК IEC 31010-2020 «Менеджмент риска. Методы оценки риска»;
- СТ РК ISO 31000-2020 «Менеджмент риска. Руководящие указания».

8.3 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ПРИНЯТЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Проектируемый трубопровод обеспечивает транспортировку газа от компрессоров газлифт С-1100А/В (территория УПН) к скважинам № 31, 62, 67, 215, 218, 230, 401. На территории скважин установлены узлы регулирования газа и подогреватели газа.

Диаметр проектируемого подземного коллектора газа 4", отпайки к скважинам 2".

На территории УПН подготовленный товарный газ нагнетается компрессорами С-1100А/В до требуемого давления существующей системы Газлифта (до 120бар/12МПа) и распределяется потребителям по коллектору 6"-PG-1111-E1L.

Подключение проектируемого трубопровода 4"-PG-10101-E1L-50НЕТ производится к существующему шаровому крану 6"900# установленному на коллекторе 6"-PG-1111-E1L см. «Точка подключения 001» (далее ТП 001).

Подземная часть проектируемого газопровода состоит из:

- линии 4"-PG-11102-E1 от УПН до Т-4;
- линии 2"-PG-11103-E1 от Т-4 до Т-3 (Узла переключения в районе скважины N67);
- линии 2"-PG-6701-E1 от Т-3 до скважины 67;
- линии 2"-PG-21802-E1 от скважины 67 до скважины 218;
- линии 2"-PG-6201-E1 от Т-5 до скважины 62;
- линии 2"-PG-23001-E1 от Т-7 до скважины 230;

- линии 2"-PG-21501-E1 от Т-6 до скважины 215;
- линии 2"-PG-3101-E1 от Т-2 до скважины 31;
- линии 2"-PG-40102-E1 от скважины 31 до скважины 401.

Подача газа на каждую скважину производится по трубопроводу 2". Для контроля подачи газа в скважину предусмотрен «Узел учёта и регулирования газа».

Узел учёта и регулирования газа представляет собой блок оборудования для регулирования объёма перекачиваемого газа на газлифте с одновременным измерением и мониторингом температуры и давления по всей длине измерительной линии.

Для поддержания температуры газа предусмотрен «Блок подогревателя».

Линейный нагреватель газа представляет собой систему, предназначенную для повышения и регулирования температуры нагнетаемого скважинного газа, с измерением температуры и давлением, а также системой мониторинга по всей линии нагрева.

Проектом предусмотрено:

- подземная прокладка проектируемого трубопровода 4" (коллекторная часть), 2" (отпайки к скважинам) по территории месторождения;
- размещение на территории скважин оборудования системы Газлифт;
- подключение к существующей фонтанной арматуре трубопроводов газа.

На существующем объекте ранее выполненным проектом к технологическим площадкам предусмотрены подъезды для специализированных автотранспортных средств, обслуживающих установки, а также для подъезда автомобилей пожарных и аварийных служб.

В состав проектируемых сооружений газопроводов для транспортировки газа от УПН до скважин №31, 62, 67, 215, 218, 230, 401 входят ниже следующие сооружения:

1. Точка подключения на территории УПН;
2. Площадка скважины 31;
3. Площадка скважины 62;
4. Площадка скважины 67;
5. Площадка скважины 215;
6. Площадка скважины 218;
7. Площадка скважины 230;
8. Площадка скважины 401;
9. Участки газопровода:
 - Трубопровод от УПН до Т-4 (4"-PG-11102-E1);
 - Трубопровод от Т-4 до Т-3 (2"-PG-11103-E1);
 - Трубопровод от Т-3 до скважины 67 (2"-PG-6701-E1);
 - Трубопровод от скважины 67 до скважины 218 (2"-PG-21802-E1);
 - Трубопровод от Т-5 до скважины 62 (2"-PG-6201-E1);
 - Трубопровод от Т-7 до скважины 230 (2"-PG-23001-E1);
 - Трубопровод от Т-6 до скважины 215 (2"-PG-21501-E1);
 - Трубопровод от Т-2 до скважины 31 (2"-PG-3101-E1);
 - Трубопровод от скважины 31 до скважины 401 (2"-PG-40102-E1).

Состав сооружений и выбор оборудования определялся, исходя из требуемой мощности установки и технологической схемы.

8.4 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

8.4.1 Климат

Климатическая характеристика района строительства дана по многолетним наблюдением метеостанций РГП «Казгидромет». Территория района строительства расположена в климатическом подрайоне IIIB.

Исследованная территория расположена вдали от океанов и практически лишена смягчающего влияния океанов. Каспийское море, к бассейну которого тяготеет описываемый регион, на степень аридности климата не оказывает воздействия.

В целом климат исследуемой территории отмечается высокой континентальностью и аридностью, которые возрастают в направлении с северо-востока на юго-запад. Высокая континентальность проявляется в резких температурных контрастах дня и ночи, зимы и лета, в быстром переходе от зимы к лету при коротком весеннем периоде.

Наиболее холодным месяцем является январь. Средняя месячная температура в январе минус 11,3°C. Абсолютная минимальная температура минус 43°C.

Зима продолжительная и устойчивая, иногда наблюдаются оттепели. С февраля начинается повышение температуры воздуха. Особенно интенсивным оно бывает при переходе от марта к апрелю и составляет в среднем 11 ... 13°C.

Наиболее тёплым периодом является июль месяц. Средняя месячная температура в июле минус 22,6 °C. Абсолютная максимальная температура воздуха достигает +41,6 °C.

Территория относится к зоне недостаточного увлажнения. Относительная влажность воздуха наиболее ярко характеризует степень засушливости климата. В зимний период относительная влажность наибольшая. В самом холодном месяце года, в январе, она в среднем составляет 83%. По мере увеличения притока солнечной радиации и повышения температуры воздуха относительная влажность резко уменьшается и своих наименьших средних месячных значений достигает в июне - августе месяцев.

В самом жарком месяце июле она в среднем составляет 58%.

Рассматриваемая территория атмосферными осадками обеспечена недостаточно. В течение года выпадение атмосферных осадков распределено неравномерно.

Основное количество их приходится на тёплый период, а в холодный период года осадков выпадает около 30-40% от годового количества.

Основные климатические параметры приведены в Таблицах 1-1 ... 1-3.

Таблица 1-1 Средняя месячная и годовая температуры воздуха, °C

Средняя месячная и годовая температуры воздуха, °C												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
-11,3	-11,3	-4,2	8,0	15,8	20,5	22,6	20,7	14,5	5,9	-2,0	-8,2	5,9

Таблица 1-2 Температурные параметры наружного воздуха

Температура наружного воздуха, °C	Период со средней суточной температурой воздуха <8°C	Продолжительность периода со средней суточной температурой <10°C
-----------------------------------	--	--

Абсолютная max.	Абсолютная min.	Средняя max.	Средняя наиболее холодной пятидневки (0,92)	Средняя наиболее холодных суток (0,92)	Средняя наиболее холодного периода (0,94)	Продолжительность в сутках	Средняя температура, С°	
+41,6	-43,0	29,9	-29,6	-32,2	-16,8	193	-4,6	139

Таблица 1-3 Средняя месячная и годовая относительная влажность, %

Средняя месячная и годовая относительная влажность, %												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
83	80	80	64	54	56	58	57	62	72	82	83	69

Среднее число дней с грозами (за год) – 20,8.

Преобладающее направление ветра в зимний период (декабрь-февраль месяцы) – юго-восточное направление, в летний период (июнь-август месяцы) – северо-западное направление.

Район строительства по базовой скорости ветра – III.

8.4.2 Геоморфология и гидрология

Участок работ в региональном плане расположен в пределах Общего Сырта, обрамляющего с севера и северо-востока Прикаспийскую низменность. Сыртовое плато представляет собой пластово-денудационную равнину, разделённую на ряд узких меридианально вытянутых водораздельных увалов, протягивающихся с северо-запада на юго-восток. Основной особенностью рельефа региона является ступенчатость, соответствующая трём главным стадиям развития современного рельефа. Крупные ступени рельефа отвечают трём древним поверхностям выравнивания, которые сохранились и до настоящего времени в виде реликтов. Поверхности выравнивания представляют собой обширные ровные участки земной поверхности, образованные в результате интенсивной деятельности экзогенных процессов (дефляционных или аккумулятивных).

8.4.3 Геологическое строение

Описываемая территория в региональном плане расположена в пределах юго-восточной окраины Русской платформы и принадлежит Прикаспийской синеклизе. В геологическом строении участка исследования до разведанной глубины 4,0 метров принимает участие два геолого-генетических комплекса пород отложений.

Нижне-среднечетвертичные аллювиальные отложения Четвертой, Третьей Надпойменных террас (aQI-II), реки Урал и ее притоков распространены с поверхности и сплошным чехлом перекрывают более древние отложения. Литологически отложения представлены суглинками пылеватыми - песчанистыми, коричневого, светло-коричневого цвета с включением карбонатных солей, с прослойками песка, глинами легкими пылеватыми. С поверхности распространён почвенно-растительный слой, нарушенный (pQIV). Гидрогеологические условия района исследования определяются геологическим строением, рельефом и природно-климатическими факторами. Все перечисленные факторы на данной территории обуславливают формирование, накопление и циркуляцию подземных вод различного качества в различных стратиграфических подразделениях и геологических группах пород.

8.4.4 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны

В соответствии с требованиями пункта 10.2 СН РК 1.02-03-2022 в состав рабочего проекта на строительство объекта производственного назначения при одностадийном проектировании входит раздел «Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций». Выполнение мероприятий по Гражданской обороне, настоящим проектом не предусматривается в соответствии с требованиями пункта 9.1 СН РК 1.02-03-2022 («В состав проектной документации на стадии проект (П) при двух стадийном проектировании объекта производственного назначения включается раздел инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»).

8.4.5 Мероприятия по предупреждению ЧС природного характера

8.4.5.1 Оценка частоты интенсивности проявлений опасных природных процессов

При проектировании зданий и сооружений и их инженерной защиты от опасных природных процессов учитывались наиболее опасные из них. В соответствии с данными приведенными на «Карте риска подверженности территории Республики Казахстан природным стихийным бедствиям» на территории ЗКО в районе планируемого строительства в зависимости от времени существует риск возникновения следующих стихийных бедствий:

- В течение года – Подверженность риску возникновения землетрясений;
- Март-Май – Подверженность риску возникновения паводков;
- Июль-Август – Подверженность риску возникновения сильной жары, засухи;
- Май-Сентябрь – Подверженность риску возникновения ливневых дождей, ураганных ветров;
- Январь-Февраль – Подверженность риску возникновения снежных буров, метелей.

8.4.5.2 Защитные мероприятия в части электробезопасности

Настоящим разделом проекта предусматриваются защитные мероприятия в части электро- и противопожарной безопасности, молниезащиты и защиты от статического электричества.

Все электромонтажные работы по строительству сооружений площадки резервуаров для хранения нефтепродукта следует выполнить в строгом соответствии требований ПУЭ Республики Казахстан и СП РК 4.04-107-2013.

8.4.5.2.1 Защитные меры электробезопасности

Для обеспечения электробезопасности при производстве работ на проектируемом объекте предусматриваются следующие защитные меры:

- защитное заземление и зануление;
- защитное автоматическое отключение питания;
- заземление всех корпусов электрических машин, светильников, вторичных обмоток измерительных трансформаторов, металлических корпусов и каркасов всех распределительных щитов, шкафов управления, металлических оболочек и брони силовых и контрольных кабелей, стальных труб электропроводки и других металлических конструкций, связанных с установкой электрооборудования, а так же кабеленесущих конструкций;
- уравнивание потенциалов;
- молниезащита;
- защита от статического электричества.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током в зданиях и сооружениях для электроприемников предусматривается общее заземляющее устройство.

В распределительной сети 0,4 кВ принята система заземления «TN-C-S. В качестве нулевого защитного проводника используется 3-я (5-я) жила кабеля.

С целью выравнивания электрических потенциалов строительные и производственные конструкции, стационарно проложенные трубопроводы всех назначений, металлические корпуса электротехнического и технологического оборудования, оболочки кабелей и т.д. должны быть присоединены к системе общего уравнивающего заземления.

В качестве заземляющих проводников системы уравнивания потенциалов используются защитные проводники, в качестве которых применяется оцинкованная сталь сеч. 40х4 и 25х4 мм².

8.4.5.2.2 Система заземления

Система заземления площадок скважин спроектирована на основании требований ПУЭ РК, СП РК 2.04-103-2013 и других нормативных документов, обеспечивает надежное заземление всего электрического и технологического оборудования.

В проектируемых электрических сетях применяется система трехфазного переменного тока с глухозаземленной нейтралью напряжением 380/220 В.

Основным средством защиты обслуживаемого персонала от поражения электрическим током является защитное заземление, построенное по схемам «TN-C-S».

Система представляет собой наружный контур заземления технологических площадок, зданий, сооружений. Заземляющие контуры выполняются из вертикальных стальных электродов Ø 16 мм длиной 3 м каждый, соединённых горизонтальными заземлителями, выполненными из полосовой стали сечением 40х4 мм², прокладываемых в земле на глубине 0,5-1,0 м.

В качестве заземляющих проводников для присоединения защищаемых объектов к контуру заземления используется полосовая оцинкованная сталь сечением 25х4 мм². Заземляющие контуры выполнены на расстоянии 0,6...1,5 м от фундаментов площадок.

В связи с тем, что удельное сопротивление грунтов может значительно меняться по технологической площадке в зависимости от расположения защищаемого объекта, определение расчетом необходимого количества вертикальных заземлителей может не обеспечить требуемой ПУЭ РК величины сопротивления при замерах, проводимых наладочной организацией. В таких случаях, для достижения необходимой величины сопротивления, к выполненному контуру добавляются дополнительные вертикальные электроды.

8.4.5.2.3 Молниезащита

Проектируемые объекты в своем составе имеют наружные установки с взрывоопасными зонами. Защита от прямых ударов и вторичных проявлений молнии выполняется согласно требованиям главы 37 ПУЭ РК и СП РК 2.04-103-2013.

Система молниезащиты площадок скважин существующая, исправно функционирующая. Вновь устанавливаемое технологическое оборудование попадает в зону действия защиты существующих молниеприемников, установленных на мачтах освещения площадок скважин.

Защита зданий и сооружений объектов площадок газлифтных скважин от прямых ударов молнии осуществляется по II категории.

8.4.5.2.4 Выбор оборудования

Все электрооборудование выбирается в соответствии с условиями среды, в которой оно будет эксплуатироваться, и классификацией объектов по взрыво- и пожароопасности.

Силовое электрооборудование, а также аппараты защиты, управления и сигнализации, типы и конструкции питающих и распределительных сетей на всех площадках выбираются на основании электрических нагрузок технологических и прочих установок. Электромонтажные работы выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ и СП РК 4.04-107-2013, а также требованиями ссылочных документов и заводских инструкций по монтажу электрооборудования и кабельных трасс.

8.4.5.3 Специальные защитные мероприятия для строительных конструкций

Бетон для бетонных и ж/бетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе ввиду сульфатной агрессии грунтов по отношению к бетонам нормальной плотности.

Марка бетона по водонепроницаемости W4, по морозостойкости F100.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусматривается щебеночная подготовка, пропитанная битумом до полного насыщения. Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом БН-90/10 за два раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Антикоррозионная защита металлических конструкций: все металлические конструкции подвергаются покраске. Слой эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* наносится по грунтовке ГФ 021 ГОСТ 25129-2020. Общая толщина защитного слоя 55 мкм, в соответствии с СН РК 2.01-01-2013 и СП РК 2.01-101-2013.

Антикоррозионная защита закладных деталей предусмотрена окраской эмалью ЭП-773 ГОСТ 23143-83 за 2 раза по огрунтованной поверхности из грунтовки ЭП-0010 ГОСТ 28379-89 в один слой.

8.4.5.4 Мероприятия по содержанию дорог в зимнее время

Зимнее содержание представляет собой комплекс мероприятий по защите и очистке дорог от снега, борьбе со скользкостью и наледями для обеспечения нормального движения транспортных средств по дороге в зимнее время года.

Снежные явления, влияющие на состояние проезда по дорогам зимой, делятся на три основные группы:

- Выпадение снега из облаков без переноса ветром частиц ранее выпавшего снега – спокойный снегопад (выпадение снега в безветренную погоду) и верховая метель (выпадение снега при слабом ветре);
- Перенос ветром частиц ранее выпавшего снега без выпадения его из облаков – поземка (перенос с незначительным поднятием снега над уровнем снежного покрова не выше 20-30 см), низовая метель (перенос снега, сопровождающийся поднятием снежной пыли на высоту до нескольких метров);
- Выпадение снега из облаков в сочетании с переносом ветром частиц ранее выпавшего снега, называемое общей или двойной метелью.

Явления первой группы образуют на дорогах сравнительно равномерные отложения, имеющие небольшую толщину и плотность. Явления второй и третьей групп вызывают образование снежных заносов – отложений перенесённого снега, достигающих значительной толщины и плотности.

Все дороги подвержены снегозаносимости, под снегозаносимостью понимается подверженность дороги снежным заносам. На степень заносимости влияет совокупность местных природных условий и особенностей трассы дороги (климатические условия, рельеф, растительность, поперечный профиль земляного полотна, положение дороги в плане и т.д.). Ввиду многообразия факторов, влияющих на заносимость, защита от снежных заносов решается для каждой дороги индивидуально на основе опыта эксплуатации прежних лет.

Одной из основных мер, устраняющих заносимость, является подъем насыпи. Высота насыпи составляет 0,75 метра.

Защита дорог от снежных заносов может также осуществляться с помощью снегозащитных насаждений или искусственных устройств. К снегозадерживающим устройствам относятся снежные траншеи, снежные стенки и валы, переносные щиты, снегозадерживающие заборы и т.д.

При появлении снега на дорожном покрытии, должна проводиться очистка дорог от снега специально предназначенной для этого техникой, либо приспособленными для данных целей дорожными машинами, такими как, автогрейдер или бульдозер. Снегоочистка должна обеспечивать бесперебойный и безопасный проезд автотранспортных средств, для выполнения данного условия необходимо сразу же с началом метели или снегопада приступать к уборке снега.

Скользкость дороги в зимнее вызывается в основном образованием льда при понижении температуры после оттепели или при осадении атмосферной влаги на охлажденную поверхность покрытия, а также формированием скользкой корки в результате уплотнения и накатывания колесами автомобилей снега, имеющегося на дорожном покрытии. Борьбу с зимней скользкостью в первую очередь необходимо проводить на участках с плохой видимостью, крутыми уклонами и кривыми малого радиуса и особенно в местах, где особенно часто может потребоваться экстренное торможение.

При возникновении зимней скользкости эксплуатационная служба для обеспечения безопасности движения по автомобильным дорогам выполняет следующие мероприятия:

- Удаление с покрытия ледяного или снежно-ледяного слоя с помощью химических материалов и машин;
- Россыпь по обледеневшей поверхности проезжей части материалов, повышающих коэффициент сцепления шин с дорогой (фрикционных материалов);
- Ограничение скоростного режима.

Норму россыпи фрикционных материалов назначают с учётом условий движения и трассы дороги в плане и продольном профиле, а также вида зимней скользкости. На прямых участках дороги с продольным уклоном менее 20% россыпь материалов должен производиться в количестве от 0,1 до 0,2 м³ на 1000 м². На участках с продольным уклоном больше 20%, на кривых, подходах к пересечениям дорог и во всех других местах, где по условиям движения часто возникает необходимость экстренного торможения, норму россыпи увеличивают до 0,3-0,4 м³ на 1000 м².

8.4.6 Мероприятия по предупреждению ЧС техногенного характера

Проектируемые сооружения относятся к опасным производственным объектам. В технологическом производственном процессе хранятся, применяются и транспортируются вещества, способные при определённых условиях образовывать взрывопожароопасную среду, а также существует сероводородная опасность.

8.4.6.1 Перечень опасных веществ

В Таблице 1-4 представлена классификация взрывопожароопасных и вредных веществ. В Таблице 1-5 представлены данные о свойствах вредных и опасных веществ обращающихся в технологическом оборудовании и трубопроводах рассматриваемых в настоящем проекте.

Таблица 1-4 Классификация взрывопожароопасных и вредных веществ

№№ п/п	Наименование веществ	Предел взрываемости, % объем		Плотность газа, жидкости, кг/м ³		Температура вспышки, °C	Температура самовоспламенения, °C	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/м ³		
1	Газ	5	15	-	0,7903	-	472	4	300	ГГ	Спец. одежда спец. обувь, противогаз

Таблица 1-5 Свойства опасных и вредных веществ

СЕРОВОДОРОД			
1. Общие сведения:			
1.1	Эмпирическая формула		H ₂ S
1.2	Молекулярная масса	кг/кмоль	34,08
1.3	Агрегатное состояние		Газообразное
1.4	Внешний вид		Бесцветный газ
1.5	Запах		Характерный резкий неприятный запах тухлых яиц. При высоких концентрациях запах не чувствуется
1.5	Применение		Для производства элементарной серы, серной кислоты, различных сульфидов и тиосоединений
2. Физико-химические свойства:			
2.1	Плотность при 20 °C и давлении 101,3 кПа	кг/м ³	1,538

2.2	Плотность жидкого сероводорода	кг/м ³	938
2.3	Плотность пара по воздуху		1,19
2.4	Температура кипения при давлении 101,3 кПа	°C	Минус 60,38
2.5	Температура кристаллизации (плавления) при давлении 101,3 Кпа	°C	Минус 85,6
2.6	Критическая температура	°C	100,3
2.7	Критическое давление	мПа	9,01
2.8	Удельная теплота сгорания	кДж/кг	16988,8
2.9	Теплота образования	кДж/моль	20,16
2.10	Удельная теплоемкость при 25 °C	кал/(г*град)	8,18
2.11	Растворимость в воде		На 1 объем воды 4,37 (0°C), 2,91 (20°C)
2.12	Реакционная способность		При растворении образуется сероводородная кислота. Водный раствор сероводорода взаимодействует со щелочами, образуя сульфиды. Избыток сероводорода приводит к образованию гидросульфидов. Окисляется серной кислотой до серы. Взаимодействует с аммиаком. Разрушающе действует на металлы, особенно при повышенной температуре или в присутствии влаги, образуя сульфиды. При обычных температурах устойчив. Является сильным восстановителем. Легко окисляется галогенами
3. Санитарно-гигиенические характеристики:			
3.1	Регистрационный номер по CAS		7783-06-4
3.2	Класс опасности в воздухе рабочей зоны		2
3.3	ПДКм.р. в воздухе рабочей зоны	мг/м ³	10
3.4	Код вещества, загрязняющего атмосферный воздух		0333
3.5	Класс опасности в атмосферном воздухе		2
3.6	ПДК м.р. в атмосферном воздухе	мг/м ³	0,008
3.7	Воздействие на людей		Токсичный газ. Относится к веществам с остронаправленным механизмом действия, требующее автоматического контроля за его

			содержанием в воздухе. Сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. Раздражает дыхательные пути и глаза. При высоких концентрациях запах не чувствуется, так как сероводород быстро парализует нервные клетки слизистой оболочки носовой полости человека
3.8	Меры первой помощи пострадавшим		Свежий воздух, освободить от стесняющей одежды, покой, тепло, ингаляция кислорода. При нарушении дыхания и асфиксии – длительное искусственное дыхание с кислородом
3.9	Меры предосторожности		Помещения, в которых проводятся работы с сероводородом, должны быть оборудованы общей приточно-вытяжной вентиляцией. В лабораториях работы следует проводить в вытяжном шкафу
3.10	Средства защиты		Фильтрующий противогаз, тщательная защита глаз, герметичные очки, спецодежда
3.11	Методы перевода вещества в безвредное состояние		Термическое разложение при высокой температуре. Окислительно-восстановительные и сорбционные процессы
4. Пожаро-взрывоопасные свойства:			
4.1	Группа горючести		ГГ (горючий газ)
4.2	Температура самовоспламенения	°C	245
4.3	Концентрационный предел распространение пламени в воздухе	% (об.)	4,3-4,6
4.4	Минимальная энергия зажигания	мДж	0,068
4.5	Нормальная скорость распространения пламени	м/с	0,41
4.6	Максимальное давление взрыва	кПа	500
4.7	Группа взрывоопасной смеси		T3
4.8	Категория взрывоопасности смеси		IIB
4.9	Средства пожаротушения		Инертные газы
ПРОПАН			
1. Общие сведения:			
1.1	Эмпирическая формула		C ₃ H ₈
1.2	Структурная формула		H ₃ C-CH ₂ -CH ₃
1.3	Молекулярная масса	кг/кмоль	44,09

1.4	Агрегатное состояние		газообразное
1.5	Внешний вид		Бесцветный газ
1.6	Запах		Без запаха
1.7	Применение		В составе природного газа и в смеси с бутаном используется как топливо и как горючее для автомобилей. В качестве растворителя – для депарафинизации и деасфальтирования нефтепродуктов, в процессах полимеризации виниловых эфиров и для экстракции жиров, а также для получения сажи, с кислородом – для резки металлов
2. Физико-химические свойства:			
2.1	Плотность при 20 °С и давлении 101,3 кПа	кг/м³	1,872
2.2	Плотность при 0 °С и давлении 101,3 кПа	кг/м³	2,0037
2.3	Плотность жидкой фазы при давлении 101,3 кПа	кг/м³	528
2.4	Температура кипения при давлении 101,3 кПа	°С	Минус 42,1
2.5	Температура плавления (кристаллизации) при давлении 101,3 кПа	°С	Минус 187,7
2.6	Критическая температура	°С	96,8
2.7	Критическое давление	мПа	4,21
2.8	Теплота сгорания	кДж/моль	Минус 2044
2.9	Удельная теплота сгорания	кДж/кг	46353
2.10	Коэффициент диффузии газа в воздухе	см²/с	0,0977
2.11	Константы Антуана в температурном интервале минус 189 – минус 42 °С	A	5,95547
		B	813,864
		C	248,116
2.12	Растворимость в воде		Плохо растворим
2.13	Реакционная способность		Хорошо растворим в бензоле, хлороформе, этаноле. Мало растворим в ацетоне
3. Санитарно-гигиенические характеристики:			
3.1	Класс опасности в воздухе рабочей зоны		4

3.2	ПДКм.р./с.с. в воздухе рабочей зоны, для алифатических предельных углеводородов C1-C10	мг/м³	900/300
3.3	Код вещества, загрязняющего атмосферный воздух		0415
3.4	ОБУВ в атмосферном воздухе, для смеси предельных углеводородов C1-C5	мг/м³	50
3.5	Воздействие на людей		Малоопасное вещество. Является сильнейшим наркотиком, однако, в связи с ничтожной растворимостью его в воде и крови, для наркотического эффекта необходимы высокие концентрации в воздухе, чтобы создались опасные концентрации в крови. Вызывает раздражение слизистых оболочек глаза, возбуждение нервной системы, замедление пульса. При сильных отравлениях – пневмония, потеря сознания
3.6	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества		Удалить пострадавшего из вредной атмосферы. При нарушении дыхания – кислород. При тяжелом отравлении – госпитализация. Противопоказаны морфин и адреналин
3.7	Меры предосторожности		Герметизация аппаратуры и коммуникаций, вентиляция помещений
3.8	Средства защиты		При невысоких концентрациях пригоден фильтрующий промышленный противогаз. При высоких концентрациях и нормальном содержании кислорода – изолирующие шланговые противогазы. При недостатке кислорода – кислородные респираторы
3.9	Методы перевода вещества в безвредное состояние		Сжигание
4. Пожаро-взрывоопасные свойства:			
4.1	Группа горючести		ГГ (горючие газы)
4.2	Температура самовоспламенения	°C	470
4.3	Концентрационные пределы распространения пламени в воздухе	% (об.)	2,3-9,4
4.4	Минимальная энергия зажигания	мДж	0,25
4.5	Нормальная скорость распространения пламени	м/с	0,39
4.6	Максимальное давление взрыва	кПа	843

4.7	Скорость нарастания давления взрыва	мПа/с	24,8
4.8	Группа взрывоопасной смеси		T1
4.9	Категория взрывоопасности смеси		IIA
4.10	Средства пожаротушения		Инертные газы, порошки
МЕТАН			
1. Общие сведения:			
1.1	Эмпирическая формула		CH ₄
1.2	Молекулярная масса	кг/кмоль	16,043
1.3	Агрегатное состояние		Газообразное
1.4	Внешний вид		Бесцветный газ
1.5	Запах		Без запаха
1.6	Применение		Применяется в качестве бытового и промышленного газа. Для получения синтез-газа, водорода, ацетилена, технического углерода, фреонов
2. Физико-химические свойства:			
2.1	Плотность газа при 20 °С и давлении 101,3 кПа	кг/м³	0,668
2.2	Плотность газа при 0 °С и давлении 101,3 кПа	кг/м³	0,7168
2.3	Плотность жидкой фазы при давлении 101,3 кПа	кг/м³	416
2.4	Температура кипения при давлении 101,3 кПа	°С	Минус 161
2.5	Температура плавления при давлении 101,3 кПа	°С	Минус 182,5
2.6	Критическая температура	°С	Минус 82,5
2.7	Критическое давление	мПа	4,58
2.8	Теплота сгорания	кДж/моль	Минус 802
2.9	Удельная теплота сгорания	кДж/кг	50000
2.10	Константы Антуана, в температурном интервале минус 182 – минус 162°С	A	5,68923
		B	380,224
		C	264,804

2.11	Растворимость в воде		Практически не растворим
2.12	Реакционная способность		Растворим в органических растворителях (этаноле, эфире, в углеводородах). При обычных температурах химически инертен. При высоких – полностью сгорает, образуя диоксид углерода и воду
3. Санитарно-гигиенические характеристики:			
3.1	Регистрационный номер по CAS		74-82-8
3.2	Класс опасности в воздухе рабочей зоны		4
3.2	ПДКм.р. в воздухе рабочей зоны	мг/м³	7000
3.3	Код вещества, загрязняющего атмосферный воздух		0410
3.4	ОБУВ в атмосферном воздухе	мг/м³	50
3.5	Воздействие на людей		Является сильнейшим наркотиком, однако, в связи с ничтожной растворимостью его в воде и крови, для наркотического эффекта необходимы высокие концентрации в воздухе, чтобы создались опасные концентрации в крови, поэтому относится к малоопасным веществам. Вызывает раздражение слизистых оболочек глаза, конъюнктивиты. При сильных отравлениях – пневмония, потеря сознания
3.6	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества		Удалить пострадавшего из вредной атмосферы. При нарушении дыхания – кислород. При тяжелом отравлении - госпитализация
3.7	Меры предосторожности		Герметизация аппаратуры и коммуникаций, вентиляция помещений. Одновременное присутствие в воздухе сероводорода и повышенные температуры усиливают токсический эффект
3.8	Средства защиты		При невысоких концентрациях пригоден фильтрующий промышленный противогаз. При высоких концентрациях и нормальном содержании кислорода – изолирующие шланговые противогазы. При недостатке кислорода – кислородные респираторы
3.9	Методы перевода вещества в безвредное состояние		Сжигание
4. Пожаро-взрывоопасные свойства:			
4.1	Группа горючести		Горючий газ (ГГ)
4.2	Температура самовоспламенения	°C	535

4.3	Концентрационный предел распространения пламени	% (об.)	5,28-14,1
4.4	Минимальная энергия зажигания	мДж	0,28
4.5	Нормальная скорость распространения пламени	м/с	0,338
4.6	Максимальное давление взрыва	кПа	706
4.7	Максимальная скорость нарастания давления взрыва	мПа/с	18
4.8	Группа взрывоопасной смеси		T1
4.9	Категория взрывоопасной смеси		IIA
4.10	Средства пожаротушения		Инертные газы
ЭТАН			
1. Общие сведения:			
1.1	Эмпирическая формула		C ₂ H ₆
1.2	Структурная формула		H ₃ C-CH ₃
1.3	Молекулярная масса	кг/кмоль	30,07
1.4	Агрегатное состояние		Газообразное
1.5	Внешний вид		Бесцветный газ
1.6	Запах		Без запаха
1.7	Применение		В составе природного газа используется как топливо. Входит в состав сжиженных газов: незначительное количество этана в пропан-бутановой смеси повышает общее давление насыщенных паров газовой смеси, что обеспечивает в зимнее время избыточное давление, необходимое для нормального газоснабжения
2. Физико-химические свойства:			
2.1	Плотность газа при 20°C и давлении 101,3 кПа	кг/м³	1,263
2.2	Плотность газа при 0°C и давлении 101,3 кПа	кг/м³	1,356
2.3	Плотность газа по воздуху		1,0488
2.4	Плотность жидкой фазы при 0°C и давлении 101,3 кПа	кг/м³	546

2.5	Температура кипения при давлении 101,3 кПа	°C	Минус 88,63
2.6	Температура кристаллизации (плавления) при давлении 101,3 кПа	°C	Минус 183,3
2.7	Критическая температура	°C	32,3
2.8	Критическое давление	мПа	4,82
2.9	Теплота сгорания	кДж/моль	Минус 1576
2.10	Удельная теплота сгорания	кДж/кг; кДж/м³	52413; 63650
2.11	Растворимость в воде		Не растворим
2.12	Реакционная способность		Растворим в органических растворителях. При обычных температурах химически инертен. При высоких – полностью сгорает, образуя диоксид углерода и воду
3. Санитарно-гигиенические характеристики:			
3.1	Класс опасности в воздухе рабочей зоны		4
3.2	ПДКм.р./с.с. в воздухе рабочей зоны	мг/м³	900/300
3.2	Код вещества, загрязняющего атмосферный воздух		0415
3.3	ОБУВ в атмосферном воздухе	мг/м³	50
3.4	Воздействие на людей		Малоопасное вещество. Является довольно сильным наркотиком, однако сила его действия ослабляется из-за очень малой растворимости в крови. Следовательно, при обычных условиях он физиологически индифферентен. Может вызывать раздражение слизистых оболочек глаза, конъюнктивиты. При сильных отравлениях – пневмония, потеря сознания
3.5	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества		Удалить пострадавшего из вредной атмосферы. При нарушении дыхания – кислород. При тяжелом отравлении – госпитализация. Противопоказаны морфин и адреналин
3.6	Меры предосторожности		Герметизации аппаратуры и коммуникаций, вентиляция помещений. Одновременное присутствие в воздухе сероводорода и повышенные температуры усиливают токсический эффект
3.7	Средства защиты		При невысоких концентрациях пригоден фильтрующий промышленный противогаз. При высоких концентрациях и нормальном содержании

			кислорода – изолирующие шланговые противогазы. При недостатке кислорода – кислородные респираторы
3.8	Методы перевода вещества в безвредное состояние		Сжигание
4. Пожаро-взрывоопасные свойства:			
4.1	Группа горючести		Горючий газ (ГГ)
4.2	Температура самовоспламенения	°C	515
4.3	Концентрационный предел распространения пламени	% (об.)	2,9-15
4.4	Минимальная энергия зажигания	мДж	0,24
4.5	Нормальная скорость распространения пламени	м/с	0,476
4.6	Максимальное давление взрыва	кПа	675
4.7	Максимальная скорость нарастания давления взрыва	мПа/с	17,2
4.8	Группа взрывоопасной смеси		T1
4.9	Категория взрывоопасной смеси		IIA
4.10	Средства пожаротушения		Инертные газы

Количество опасных веществ, обращающихся в том или ином технологическом оборудовании и трубопроводах, представлены в следующих разделах настоящей пояснительной записки (описывающих результаты моделирования возможных аварий).

8.4.6.2 Определение зон действия основных поражающих факторов при возможных авариях

Возникновение аварийных ситуаций техногенного характера, на проектируемых сооружениях исходя из анализа происшедших аварий на аналогичных объектах, могут спровоцировать в основном, следующие события:

- Воздействие природной среды, вызывающей коррозию оборудования, сооружений и коммуникаций;
- Воздействие технологических параметров (температуры, давления, вибрации, агрессивности среды, повышенных нагрузок на сооружения и механизмы и т.д.);
- Разгерметизация оборудования, фланцевых соединений и трубопроводов с последующей утечкой;
- Нарушение персоналом правил эксплуатации оборудования, несоблюдение которых чревато возникновением внештатных ситуаций;
- Несоблюдение графиков планово-предупредительного ремонта;
- Внезапное прекращение подачи электроэнергии и другие факторы.

Поражающие факторы источников техногенных ЧС по генезису подразделяют на факторы:

- Прямого действия или первичные - первичные поражающие факторы непосредственно вызываются возникновением источника техногенной ЧС;
- Побочного действия или вторичные - вторичные поражающие факторы вызываются изменением объектов, окружающей среды первичными поражающими факторами.

Поражающие факторы источников техногенных ЧС по механизму действия подразделяют на факторы:

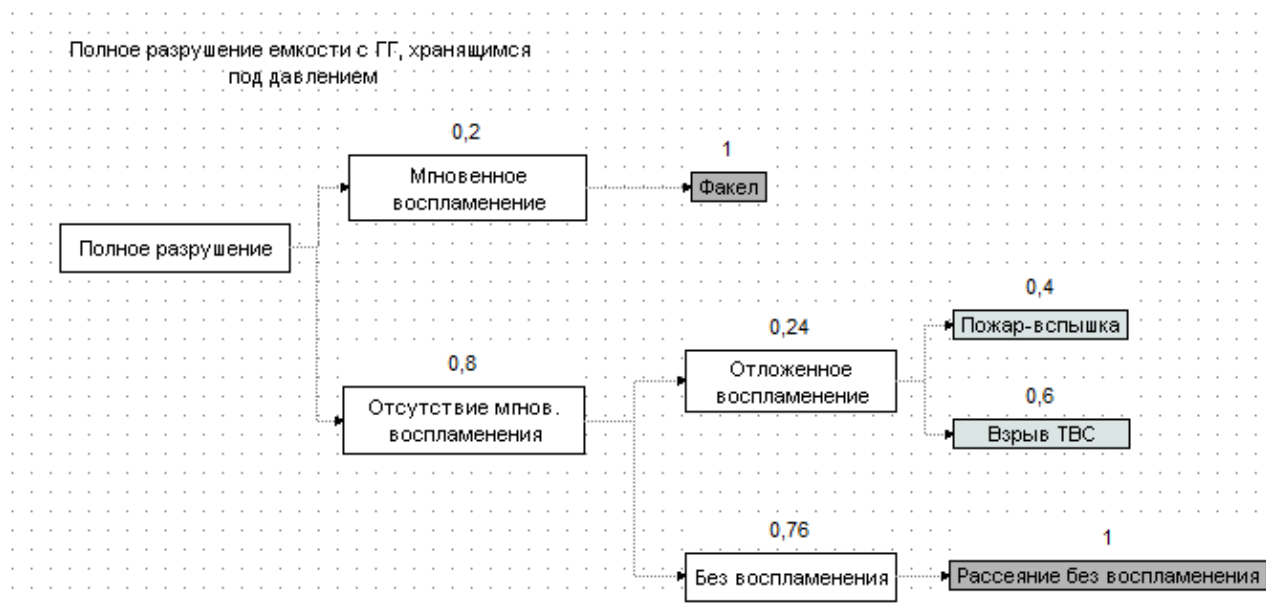
- Физического действия;
- Химического действия.

К поражающим факторам физического действия в результате возможной аварии на территории рассматриваемых в настоящем проекте сооружений можно отнести:

- Воздушную ударную волну;
- Экстремальный нагрев среды;
- Тепловое излучение.

На Рисунке 1-1 представлено «дерево событий» которые могут произойти в случае аварийной разгерметизации надземного трубопровода с горючим газом.

Рисунок 1-1 «Дерево событий» которые могут произойти в случае аварийной разгерметизации надземного трубопровода с горючим газом



В таблице 1-6 представлены статистические показатели частоты возможной разгерметизации (утечек) опасных веществ из технологических трубопроводов.

Таблица 1-6 Статистические показатели частоты возможной разгерметизации (утечек) опасных веществ из технологических трубопроводов

Диаметр трубопровода	Частота утечек, 1/(год*м)				
	Малая (Ø отверстия 12,5 мм)	Средняя (Ø отверстия 25 мм)	Значительная (Ø отверстия 50 мм)	Большая (Ø отверстия 100 мм)	Полное разрушение
50	$5,7 \cdot 10^{-6}$	$2,4 \cdot 10^{-6}$	-	-	$1,4 \cdot 10^{-6}$
100	$2,8 \cdot 10^{-6}$	$1,2 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^{-7}$	-	$2,4 \cdot 10^{-7}$
150	$1,9 \cdot 10^{-6}$	$7,9 \cdot 10^{-7}$	$3,1 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-7}$	$2,5 \cdot 10^{-8}$
250	$1,1 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$1,9 \cdot 10^{-7}$	$7,8 \cdot 10^{-8}$	$1,5 \cdot 10^{-8}$
600	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$2,0 \cdot 10^{-7}$	$7,9 \cdot 10^{-8}$	$3,4 \cdot 10^{-8}$	$6,4 \cdot 10^{-9}$
900	$3,1 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-7}$	$5,2 \cdot 10^{-8}$	$2,2 \cdot 10^{-8}$	$4,2 \cdot 10^{-9}$

Диаметр трубопровода	Частота утечек, 1/(год*м)				
	Малая (Ø отверстия 12,5 мм)	Средняя (Ø отверстия 25 мм)	Значительная (Ø отверстия 50 мм)	Большая (Ø отверстия 100 мм)	Полное разрушение
2019	$2,4 \cdot 10^{-7}$	$9,8 \cdot 10^{-8}$	$3,9 \cdot 10^{-8}$	$1,7 \cdot 10^{-8}$	$3,2 \cdot 10^{-9}$

В таблице 1-7 приведены условные вероятности мгновенного воспламенения, и воспламенения с задержкой по времени в зависимости от массовой скорости истечения горючих газов из надземного технологического трубопровода.

Таблица 1-7 Условная вероятность мгновенного воспламенения и воспламенения с задержкой по времени

Массовый расход истечения, кг/с		Условная вероятность мгновенного воспламенения		Условная вероятность последующего воспламенения при отсутствии мгновенного воспламенения		Условная вероятность сгорания с образованием избыточного давления при последующем воспламенении	
диапазон	среднее значение	газ	жидкость	газ	жидкость	газ	жидкость
Малый (<1)	0,5	0,005	0,005	0,005	0,005	0,080	0,050
Средний (1- 50)	10	0,035	0,015	0,036	0,015	0,240	0,050
Большой (>50)	100	0,150	0,040	0,176	0,042	0,600	0,050
Полный разрыв	-	0,200	0,050	0,240	0,061	0,540	0,100

В таблице 1-8 представлены детерминированные критерии поражения людей и зданий избыточным давлением при сгорании газо- паровоздушных смесей в помещениях или на открытом пространстве.

Таблица 1-8 Детерминированные критерии поражения людей и зданий избыточным давлением при сгорании газо- паровоздушных смесей в помещениях или на открытом воздухе

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
Полное разрушение зданий	100
50%-ное разрушение зданий	53
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждения внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5
Малые повреждения (разбита часть остекления)	3

В таблице 1-9 представлены показатели критической интенсивности теплового излучения пламени при воздействии «пожара вспышки» и «факела».

Таблица 1-9 Показатели критической интенсивности теплового излучения пламени при воздействии опасных факторов «пожара вспышки» и «факела»

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения, кВт/м²
Без негативных последствий в течении неограниченного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20 – 30 секунд	7,0

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения, кВт/м ²
Ожог 1-ой степени через 15 – 20 секунд	7,0
Ожог 2-ой степени через 30 – 40 секунд	7,0
Непереносимая боль через 3 – 5 секунд	10,5
Ожог 1-ой степени через 6 – 8 секунд	10,5
Ожог 2-ой степени через 12 – 16 секунд	10,5
Мгновенные болевые ощущения через 4 секунды	20,0
Летальный исход с вероятностью 50% при длительности воздействия около 10 секунд	44,5

8.4.6.2.1 Расчет параметров волны давления при сгорании облака топливно-воздушной смеси

В настоящем разделе представлены исходные данные, и расчетные показатели параметров волны давления при сгорании облака топливно-воздушной смеси (Взрыв ТВС). В качестве исходных данных в целях определения пожароопасных свойств веществ и материалов, использовался компонентный состав газа транспортируемого по трубопроводу.

В качестве исходных данных применялись необходимые показатели для расчетов, как:

- Давление в трубопроводе;
- Температура в оборудовании и температура окружающей среды;
- Плотность веществ используемых в технологическом процессе;
- Массовый расход газа;
- Молярная масса;
- Коэффициент адиабаты;
- Удельная теплота сгорания и стехиометрическая концентрация веществ.

В Таблице 1-10 представлены исходные данные, а также расчетные показатели волны избыточного давления при сгорании облака топливно-воздушной смеси при возможных авариях на технологическом трубопроводе, проложенном на «Площадках скважин». «Площадки скважин» являются однотипными в связи, с чем в разделе представлен типовой расчет волны избыточного давления при сгорании топливно-воздушной смеси. При расчетах учитывались размеры разгерметизации принятые консервативно в соответствии с требованиями СТ РК 3019-2017.

Таблица 1-10 Расчетные показатели параметров волны давления при сгорании облака топливно-воздушной смеси (Взрыв ТВС) при возможных авариях на технологическом трубопроводе, проложенном на «Площадке скважины №31»

Наименование сооружения	Диаметр технологического трубопровода	Диаметр отверстия разгерметизации	Массовый расход вещества через отверстие разгерметизации	Время истечения вещества до отключения аварийного аппарата	Масса вещества поступившего в окружающее пространство во время аварии	Приведенная масса вещества поступившего в окружающее пространство во время аварии	Расстояние при избыточном давлении взрыва, м					
		мм	кг/сек	сек	кг	кг	100 кПа	53 кПа	28 кПа	12 кПа	5 кПа	3 кПа
Площадки скважин	2"	12,5	2,01	120	241,2	267,35	5,7	10,1	18,4	41,8	101,5	169,5
		25	8,04	120	964,8	1069,39	9,1	16,2	28,9	68,1	159,6	270,0
		ПР	46,3	120	5556,0	6158,31	16,7	29,3	52,5	120,3	288,7	472,3

8.4.6.2.2 Расчет параметров теплового излучения пламени при струйном горении газа (пламя колонного типа и струйное пламя)

В настоящем разделе представлены исходные данные, и расчетные показатели параметров теплового излучения пламени при струйном горении газа. В качестве исходных данных в целях определения пожароопасных свойств веществ и материалов, использовался компонентный состав газа транспортируемого по трубопроводу.

В качестве исходных данных применялись необходимые показатели для расчетов, как:

- Молярная масса;
- Показатель адиабаты;
- Низшая теплота сгорания;
- Температура транспортируемого вещества;
- Плотность газа при нормальных условиях;
- Интенсивность выброса газа при возможной аварии.

В Таблице 1-11 и Таблице 1-12 представлены исходные данные, а также расчётные показатели величины теплового излучения пламени при струйном горении газа по двум возможным сценариям, а именно:

- Пламя колонного типа;
- Струйное пламя.

«Площадки скважин» являются однотипными в связи, с чем в разделе представлен типовой расчет параметров теплового излучения пламени. При расчетах учитывались размеры разгерметизации принятые консервативно в соответствии с требованиями СТ РК 3019-2017.

Таблица 1-11 Параметры величины теплового излучения пламени при струйном горении пламени (модель пламени колонного типа)

Наименование сооружения	Диаметр технологического трубопровода	Диаметр отверстия разгерметизации	Интенсивность выброса газа	Расстояние, м при интенсивности теплового излучения, кВт/м²					
		мм	кг/с	14,8	13,9	10,5	7	4,2	1,4
Площадки скважин	2"	12,5	2,01	8,12	8,55	10,66	14,29	19,75	36,0
		25	8,04	17,2	18,06	22,22	29,18	39,6	70,85
		ПР	46,3	43,59	45,57	55,09	70,79	94,38	165,94

Таблица 1-12 Параметры величины теплового излучения пламени при струйном горении пламени (модель струевого пламени)

Наименование сооружения	Диаметр технологического трубопровода	Диаметр отверстия разгерметизации	Интенсивность выброса газа	Расстояние, м при интенсивности теплового излучения, кВт/м²											
				(в столбце I указывается расстояние перпендикулярно оси трубопровода; в столбце II указывается расстояние вдоль оси трубопровода)											
				14,8		13,9		10,5		7		4,2		1,4	
		мм	кг/с	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Площадки скважин	2"	12,5	2,01	5,78	31,19	6,09	31,19	7,61	31,19	10,24	31,19	14,19	31,19	25,8	33,33
		25	8,04	11,8	54,31	12,4	54,31	15,35	54,31	20,3	54,31	27,67	54,6	49,53	58,89
		ПР	46,3	30,18	109,38	31,62	109,38	38,38	109,38	49,53	109,38	66,14	112,2	116,15	121,47

8.4.6.2.3 Расчёт параметров «пожара вспышки» при струйном истечении газа из аварийного технологического трубопровода

В настоящем разделе представлены параметры зон НКПР / «пожар вспышки» (нижнего концентрационного предела распространения пламени) при струйном истечении газа из аварийного технологического трубопровода

В качестве исходных данных применялись необходимые показатели для расчётов, как:

- Параметры НКПР;
- Молярная масса;
- Масса газа в условиях аварии.

«Площадки скважин» являются однотипными в связи, с чем в разделе представлен типовой расчет параметров зон НКПР. При расчетах учитывались размеры разгерметизации принятые консервативно в соответствии с требованиями СТ РК 3019-2017.

В Таблице 1-13 представлены исходные данные, а также расчетные показатели параметров зон НКПР.

Таблица 1-13 Показатели параметров зон НКПР

Наименование сооружения	Диаметр технологического трубопровода	Диаметр отверстия разгерметизации	Массовый расход вещества через отверстие разгерметизации	Время истечения вещества до отключения аварийного аппарата	Масса вещества поступившего в окружающее пространство во время аварии	Радиус зоны НКПР	Высота зоны НКПР	Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания
		мм	кг/сек	сек	кг	м	м	м
Площадка скважин	2"	12,5	2,01	120	241,2	61,66	1,39	74,00
		25	8,04	120	964,8	97,44	2,20	116,92
		ПР	46,3	120	5556,0	173,63	3,92	208,36

8.4.7 Сведения о численности и размещении населения на прилегающей территории, которое может оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии на проектируемом объекте

В радиусе зон воздействия основных поражающих факторов населенные пункты отсутствуют. В связи с этим, воздействие поражающих факторов на население не предвидится.

8.4.8 Сведения о численности и размещении персонала проектируемого объекта, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии на проектируемом объекте

Предусмотренные проектом решения по автоматизации технологических процессов исключают постоянное пребывание персонала на площадках скважин. При возникновении аварийных ситуаций в зонах воздействия поражающих факторов могут оказаться работники, выполняющие ремонтные работы, или персонал в момент обслуживания технологического оборудования.

Количество персонала ремонтной бригады, который может находиться в зоне поражающих факторов в случае аварии на объекте, варьируется в зависимости от объема выполняемых работ в текущий момент времени.

8.4.9 Решения по исключению разгерметизации оборудования и трубопроводов, а также предупреждению аварийных выбросов опасных веществ

Решения по исключению разгерметизации сводятся к защите водного и воздушного бассейнов, недр почвы и включают в себя мероприятия по снижению отрицательного влияния производственной деятельности установки при:

- монтаже;
- эксплуатации;
- аварийных ситуациях.

Основными отрицательными воздействиями при эксплуатации являются аварийные ситуации, а именно:

- периодические, связанные с нарушением технологического процесса.

Для исключения и предупреждения аварийных ситуаций и максимального снижения их негативного влияния на природную среду необходимо:

- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля над ходом технологического процесса, измерение расходов, давления, температуры;
- осуществление постоянного контроля над герметичностью трубопроводов и оборудования;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта, поверхностных и подземных вод на промплощадке и прилегающей территории.

При монтаже необходимо строго соблюдать следующие мероприятия по:

- обеспечению полной герметизации технологических трубопроводов, путём осуществления качества сборных соединений и проведение испытаний на прочность и герметичность;
- тщательному выполнению работ по строительству и монтажу трубопроводов с оформлением актов.

Основными источниками загрязнения поверхностных, подземных вод, недр, почвы на площадке являются:

- дождевые и талые воды.

Все вышеперечисленные источники загрязнения подлежат сбору в соответствии с составом загрязнений в дренажные технологические ёмкости.

Эксплуатационными мероприятиями по защите водных ресурсов от загрязнения и истощения являются:

- применение герметизированной системы;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов, что исключает загрязнение почвы;
- исключение сбросов всех видов стоков в открытые водоёмы или на поверхность земли;
- контроль сварных соединений стальных трубопроводов;
- испытание на прочность и плотность оборудования и трубопроводов.

Источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

- не герметичные соединения трубопроводов.

Для снижения выбросов и загрязнений в период неблагоприятных метеорологических условий необходимо:

- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- усилить контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическим процессом;
- усилить контроль за герметичностью оборудования и трубопроводов путем визуального осмотра.

Контроль вредных выбросов в атмосферу необходимо проводить на содержание в воздухе углеводородов, окиси углерода, окиси азота, двуокиси азота в соответствии с методикой по определению загрязняющих веществ в промышленных выбросах.

Контроль состояния воздушной среды необходимо осуществлять по установленному графику:

- в рабочей зоне производственных помещений и открытых площадках;
- в санитарно-защитной зоне;
- в районе близлежащих населённых пунктов.

8.4.10 Сведения о наличии и характеристиках систем контроля радиационной, химической обстановки, обнаружения взрывоопасных концентраций

Стационарные системы мониторинга радиационного контроля и химической обстановки в режиме реального времени на территории отсутствуют.

Мониторинг радиационного контроля и химической обстановки осуществляется централизованно, территориальным уполномоченным органом в области предупреждения ЧС.

8.4.11 Сведения о наличии и характеристиках систем автоматического регулирования, блокировок и сигнализации

В качестве системы автоматизации и контроля принята автоматизированная система контроля, управления и безопасности технологическим процессом (АСУ ТП).

Данная система управления и безопасности будет выполнять функции контроля и управления технологическим процессом закачки газа в пласт.

АСУ ТП основана на цифровой микропроцессорной технике, причём функции сбора данных, управления и операторского интерфейса будут выполняться специальными подсистемами, взаимно соединёнными магистралями передачи данных.

Система управления и безопасности технологических процессов должна выполнять следующие функции:

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

АСУ ТП будет состоять из:

- Распределённой системы управления;
- Системы противоаварийной защиты;
- Системы обнаружения загазованности.

Основные задачи Распределённой системы управления (РСУ) - выполнение всех функций контроля и управления технологическим процессом в замкнутом контуре индивидуальными технологическими устройствами, приборами и направлением командных сигналов исполнительным управляющим элементам на площадках и оборудовании с одновременным направлением информации оператору на человеко-машинные интерфейсы (ЧМИ).

Функции сбора данных, управления и операторского интерфейса будут выполняться программируемыми логическими контроллерами ПЛК.

РСУ функционирует в реальном масштабе времени технологического процесса, процессами получения данных от размещённых на площадке контрольно-измерительных приборов.

Первоочередной задачей системы противоаварийной защиты (ПАЗ) является следующее:

- защита персонала;
- защита окружающей среды;

- защита экономических капиталовложений в установку и оборудование;
- долгосрочная бесперебойная работа и надёжность оборудования.

Цель системы ПАЗ:

- автоматического обнаружения неудовлетворительного состояния оборудования;
- автоматических действий в случаях обнаружения опасных условий технологического процесса путём обесточивания оборудования, отключения или перекрытия технологического оборудования;
- обеспечение возможности инициации действий ПАЗ вручную;
- включение звуковой и визуальной тревожной сигнализации через рабочую станцию РСУ.

В состав системы ПАЗ входят специальные датчики, устанавливаемые на оборудовании.

Расположенные на площадке КИП и исполнительные механизмы системы ПАЗ отдельные от приборов и исполнительных механизмов, используемых для ведения технологического процесса.

Система обнаружения газа предназначена для обнаружения утечки горючего газа, для предотвращения угрозы персоналу и сооружениям.

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

Точки у ставок детекторов горючих газов выражаются в форме процентной доли от значения нижнего предела взрываемости (НПВ) и устанавливаются следующим образом:

Низкая концентрация газа (тревожная сигнализация):

- 20% от НПВ для точечных детекторов на участках технологических установок.

Высокая концентрация газа (аварийная сигнализация):

- 50% от НПВ для точечных детекторов на участках технологических установок.

Передача информации от установок системы газлифта передаётся на АРМ оператора ЧНГМ с помощью существующих ВОЛС (скв. №62, №67, №215, №218) или при помощи радиосвязи (скв. №31, №230, №401).

Оборудование для передачи информации по ВОЛС или радиосвязи размещено в существующих блок-боксах для шкафов КИП и ЭЛ.

В данном проекте в качестве объектов автоматизации рассматриваются установки системы закачки газа в пласт на следующих скважинах: №31, №62, №67, №215, №218, №230, №401.

К таким установкам на каждой скважине будут относиться:

- Блок подогревателя ЕН;
- Узел учёта и регулирования газа;
- Технологические трубопроводы.

Дополнительно в точке подключения проектируемого трубопровода к существующей эстакаде компрессоров Газлифт производится контроль давления по месту с помощью манометра.

8.4.12 Решения по обеспечению беспрепятственной эвакуации людей с территории объекта

Планирование мероприятий по эвакуации персонала в безопасные места, ведётся организациями заблаговременно с учётом угрозы возникновения чрезвычайных ситуаций и очагов поражения. При вводе в эксплуатацию рассматриваемые объекты включаются в ранее разработанный «План ликвидации аварий», в котором с учётом специфических условий производства включаются способы и маршруты движения персонала при эвакуации.

Места сбора должны располагаться за пределами зон поражения опасными факторами, возникающими впоследствии аварийных ситуаций техногенного характера. Данные места оборудуются специальными знаками.

Для определения направления ветра, при выборе маршрута эвакуации, должен быть установлен флюгер.

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Площадка скважины 31		
Узел учёта и регулирования газа		
Тип, марка		Открытое блочное оборудование
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в .т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	нм ³ /сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчетное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счетчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900
Блок подогревателя газа		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчетное давление	МПа	13,0
Расчетная температура	°C	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°C	0 ÷ 90
Объем	м ³	0,0566
Количество	шт.	1
Площадка скважины 62		
Узел учёта и регулирования газа		
Тип, марка		Открытое блочное оборудование
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в .т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	нм ³ /сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчетное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)

- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счетчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900
Блок подогревателя газа		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчетное давление	МПа	13,0
Расчетная температура	°С	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°С	0 ÷ 90
Объем	м ³	0,0566
Количество	шт.	1
Площадка скважины 67		
Узел учета и регулирования газа		
Тип, марка		Открытое блочное оборудование
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	нм ³ /сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчетное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счетчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900
Блок подогревателя газа		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчетное давление	МПа	13,0
Расчетная температура	°С	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°С	0 ÷ 90
Объем	м ³	0,0566
Количество	шт.	1
Площадка скважины 215		

Узел учёта и регулирования газа		
Тип, марка		Открытое блочное оборудование
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в .т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	нм³/сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчетное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счётчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900
Блок подогревателя газа		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчётное давление	МПа	13,0
Расчётная температура	°С	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°С	0 ÷ 90
Объем	м³	0,0566
Количество	шт.	1
Площадка скважины 218		
Узел учёта и регулирования газа		
Тип, марка		Открытое блочное оборудование
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в .т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объёмный расход газа:	нм³/сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчётное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900

<u>Узел учёта и регулирования газа</u>		
- Счётчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900
<u>Блок подогревателя газа</u>		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчётное давление	МПа	13,0
Расчётная температура	°С	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°С	0 ÷ 90
Объем	м³	0,0566
Количество	шт.	1
Площадка скважины 230		
<u>Узел учёта и регулирования газа</u>		
Тип, марка		Открытое блочное оборудование
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в .т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	нм³/сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчетное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счетчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900
<u>Блок подогревателя газа</u>		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчетное давление	МПа	13,0
Расчетная температура	°С	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°С	0 ÷ 90
Объем	м³	0,0566
Количество	шт.	1
Площадка скважины 401		
<u>Узел учёта и регулирования газа</u>		
Тип, марка		Открытое блочное

		оборудование
- Размеры в плане	м	1,1x8,8
- Количество	шт.	1
Технические характеристики, в .т.ч.:		
- Материал трубы:		ASTM A333 Grade 6
- Нормальный объемный расход газа:	нм ³ /сут	От 10 000 до 40 000
- Рабочее давление:	МПа	от 9,0 до 12,0
- Расчётное давление:	МПа	14,0 (ANSI 900)
- Условный диаметр:	мм	50 (2")
Перечень клапанов:		
- Клапан-отсекатель (XV-31-11) с электроприводом		2" ANSI 900
- Счетчик расхода газа (FQIT-31-12)		2" ANSI 900
- Регулирующий клапан (PV-31-16)		2" ANSI 900
<u>Блок подогревателя газа</u>		
Тип, марка		ЕН-10/60/224/115В
Расчетное давление	МПа	13,0
Расчетная температура	°С	-42 ÷ 90
Рабочая температура	°С	0 ÷ 90
Объем	м ³	0,0566
Количество	шт.	1
Газопровод от УПН до скважин		
<u>Трубопровод от УПН до Т-4 (4"-PG-11102-E1).</u>		
Протяжённость трубопровода	м.п	3590
<u>Трубопровод от УПН до Т-3 (4"-PG-11103-E1).</u>		
Протяжённость трубопровода	м.п	285
<u>Трубопровод от Т-3 до скважины 67 (2"-PG-6701-E1).</u>		
Протяжённость трубопровода		125
<u>Трубопровод от скважины 67 до скважины 218 (2"-PG-21802-E1)</u>		
Протяжённость трубопровода	м.п	766
<u>Трубопровод от Т-5 до скважины 62 (2"-PG-6201-E1)</u>		
Протяжённость трубопровода	м.п	879
<u>Трубопровод от Т-7 до скважины 230 (2"-PG-23001-E1)</u>		
Протяжённость трубопровода	м.п	130
<u>Трубопровод от Т-6 до скважины 215 (2"-PG-21501-E1)</u>		
Протяжённость трубопровода	м.п	254
<u>Трубопровод от Т-2 до скважины 31 (2"-PG-3101-E1)</u>		
Протяжённость трубопровода	м.п	4071
<u>Трубопровод от скважины 31 до скважины 401 (2"-PG-40102-E1)</u>		
Протяжённость трубопровода	м.п	2338

Продолжительность строительства – 7 месяцев.