090005, РК, ТОО «ГАЗСЕРВИС и К»
ЗКО, г. Уральск, ул. Урдинская, 2/6
тел/факс: +7 (7112) 98-91-52
РНН 271800012847
e-mail: gazservis_kz@inbox.ru

090005, КР, «ГАЗСЕРВИС и К» ЖШС
БҚО, Орал қ. Урдинская көш, 2/6
тел/факс: +7 (7112) 98-91-52
РНН 271800012847
e-mail: gazservis_kz@inbox.ru

Лицензия № 13003359

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

Разработка проектно-сметной документации по объекту «Строительство систем газоснабжения в г. Кульсары, мкр. Болашак, Жылыойского района»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

11-21-ПЗ

ДИРЕКТОР Султанов А.

ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР ПРОЕКТА Киреев Т.

Уральск – 2021 г.

Состав рабочего проекта:

1) Том I – Общая пояснительная записка;
2) Том II – Чертежи;
   - Альбом 1. Проектируемый газопровод высокого давления.
   - Альбом 2. Проектируемый газопровод среднего давления.
   - Альбом 3. Проектируемый газопровод низкого давления.
   - Альбом 4. Архитектурно-строительные решения.
   - Альбом 5. Электроснабжение. Молниезащита. Электрохимзащита.
   - Альбом 6. АГРС Технологическая часть.
   - Альбом 7. Генплан.
3) Том III – Проект организации строительства;
4) Том IV – Отчет инженерных изысканий;
5) Том V – Сметная документация;

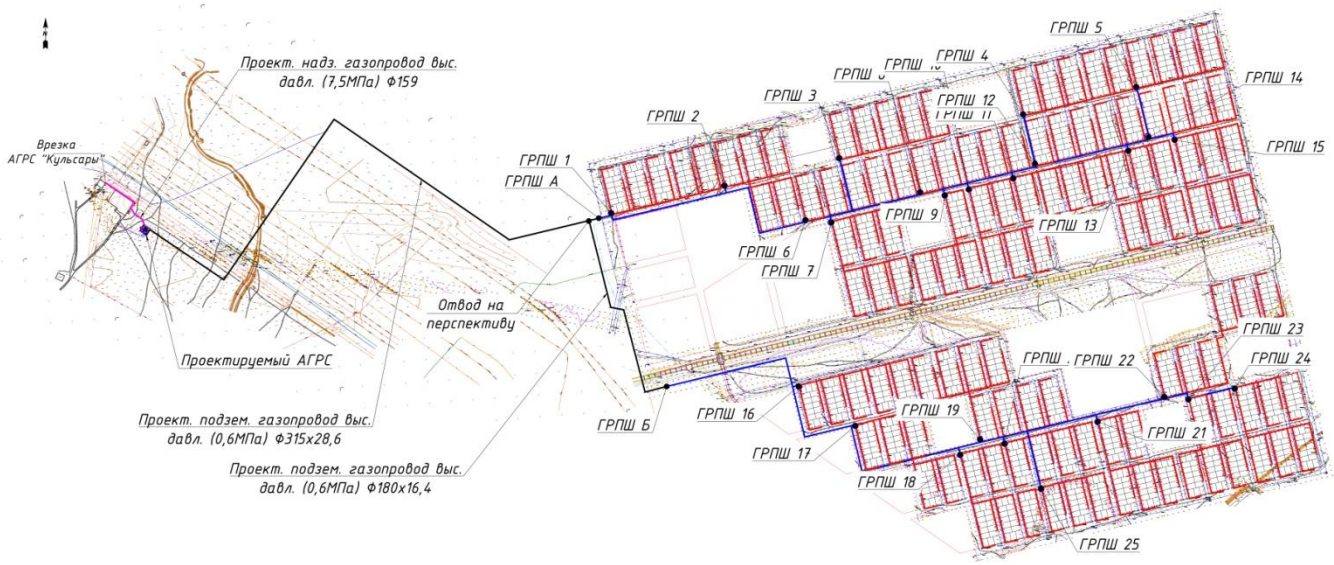
СОДЕРЖАНИЕ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

№№ п/п	Наименование	Стр
	ПАСПОРТ ПРОЕКТА	
1	**ОБЩАЯ ЧАСТЬ**	
1.1	Основание для разработки проекта	
1.2	Общая характеристика объекта	
1.3	Физико-географические условия	
1.4	Генплан	
1.5	Архитектурно-строительная часть	
2	**Инженерно-коммуникационные сети**	
2.1	Газопровод	
2.2	**Пересечение проектируемого газопровода с коммуникациями, водными преградами, требующих бестраншейного метода прокладывания.**	
2.3	**Электроснабжение**	
2.4	**Наружные сети канализации**	
2.5	**Тепловые сети**	
3	**Управление производством, организация условий и охраны труда. Общие положения. Организация строительного производства**	
4	**Строительно-монтажные работы**	
5	**Мероприятия по охране труда и технике безопасности**	
6	**Мероприятия по предупреждению возникновения аварийных ситуаций**	
7	**Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуации природного и техногенного характера.**	
8	**Мероприятия по вопросам соблюдения требований закона РК «О гражданской защите».**	
9	**Мероприятия по защите окружающей среды от загрязнения выбросами в атмосферу, организация санитарно-защитной зоны**	
10	**Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.**	
11	**Мероприятия по обеспечению комплексной безопасности и антитеррористической защищенности**.	
12	**Список использованной литературы**	

Таблица ТЭП

п.п №	Наименование показателей	Ед. изм.	Количеств
1	Кол-во земельных участков	шт	2016
2	Максимальный расход газа	$м^3$ / час	6048 *(+9974,1 – перспектива Болашак2)*
3	Кол-во ГРПШ		
	АГРС-20-1/75/6-ХЛ1 (Пропускная способность 20000 $м^3$ / час)	шт	1
	ГРПШ-15-2ВУ-1 с основной и резервной линией редуцирования на базе 2-х регуляторов давления газа РДБК-100В с измерительным комплексом на базе турбинного счетчика газа СГ16МТ- G1000 и эл. корректором газа miniElcor, с обогревом ОГШН	шт	1
	ГРПШ-13-2ВУ-1 с основной и резервной линией редуцирования на базе 2-х регуляторов давления газа РДГ-50В/45 с измерительным комплексом на базе турбинного счетчика газа СГ16МТ- G650 и эл. корректором газа miniElcor, с обогревом ОГШН	шт	1
	ГРПШ-07-2У-1 с основной и резервной линиями редуцирования на базе 2-х регуляторов давления газа РДНК-1000, без измерительного комплекса, без обогрева ОГШН	шт	25
4	Протяженность газопровода	м	78749
	Г4 (7,5МПа)	м	347
	Г3 (0,6МПа)	м	3708
	Г2 (0,3Мпа)	м	7555
	Г1 (0,005Мпа)	м	67139
5	КТПН-25/10/0,4кВ	шт	1
6	Протяженность ВЛ-10кВ	м	416,5
7	Протяженность КЛ-0,4кВ	м	83

Ситуационная схема газопровода



Взам.инв№	Подпись и дата	Инв № подл

изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

11-21-ПЗ

лист 3

1. **Наименование проекта:** Разработка проектно-сметной документации по объекту «Строительство систем газоснабжения в г. Кульсары, мкр. Болашак, Жылыойского района».

2. **Заказчик:** ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства, пассажирского транспорта, автомобильных дорог и жилищной инспекции Жылыойского района».

3. **ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:** ТОО «Газсервис и К» г.Уральск (Государственная лицензия от 25 февраля 2013 года №13003359, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства. I категория).

   СУБПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «ARLAN-BM» (Государственная лицензия от 29.12.2021 года № 21034410, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Западно-Казахстанской области». Акимат Западно-Казахстанской области).

Технические решения принятые в проекте соответствуют государственным и межгосударственным нормативам действующим в Республике Казахстан

Главный инженер проекта Киреев Т.

Сведения о проведенных согласованиях проектных решений.
Проект согласован (положительные заключения):

- Согласовано с ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства, пассажирского транспорта, автомобильных дорог и жилищной инспекции Жылыойского района» от 30.09.2021г.;
- Согласовано с ГУ «Отдел земельных отношений, архитектуры и градостроительства Жылыойского района»;
- Согласовано с ТОО «Жылыойгаз». Письмо исх. №01-22/1077 от 11.10.2022г.;
- Согласовано с филиалом УМГ «Атырау» АО "Интергаз Центральная Азия". Письмо исх. №47-1-47-12-305 от 14.03.2022г.;
- Согласовано с ТОО «Тенгизшевройл». Письмо исх. № FE-019–22 от 10.04.2022г.;
- Согласовано с РГУ «Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов комитета по водным ресурсам министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан»". Письмо исх. № 18-13-02-04/696 от 11.04.2022г.;
- Согласовано с ТУСМ-13 Объединение «Дивизион «Сеть» филиала АО «Казахтелеком»

Получены технические условия:

- Технические условия № 26 от 24.03.2023г. выданным ТОО «Жылыойгаз»
- Технические условия №2-62-50 от 19.01.2022г. выданным АО "Интергаз Центральная Азия"
- Технические условия №13-1996-8/2021 от 26.08.2021г. выданным ТУСМ-13 Объединение «Дивизион «Сеть» филиала АО «Казахтелеком»
- Технические требования ТОО «Тенгизшевройл» от 02.04.2022г.
- Технические условия №168 от 01.04.2022г. выданным ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства, пассажирского транспорта, автомобильных дорог и жилищной инспекции Жылыойского района»
- Технические условия №27-3164 от 20.05.2022г. выданным АО «Атырау Жарык»

Перечень пересечений проектируемого газопровода:

- Пересечение проектируемого газопровода высокого давления Ø315 от АГРС "Кульсары" - в мкр. Болашак, Жылыойского района через действующие коммуникации Кульсаринского ЛПУ на 596,5км методом ГНБ.
- Пересечение проектируемого газопровода высокого давления с действующим подземным 40-дюймовым магистральным газопроводом высокого давления «Тенгиз-Кульсары», находящийся в зоне ответственности отдела Промысел-Экспорта ТШО.
- Пересечение проектируемого газопровода высокого давления через реку Курсай.
- Пересечение проектируемого газопровода высокого давления через автодорогу «Кульсары-Аккизтогай»

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.

1.1. Основание для разработки рабочего проекта

Рабочий проект разработан на основании:

- Договор;
- Задание на проектирование;
- Технические условия;
- Решение.

1.2 Общая характеристика объекта.

«Разработка проектно-сметной документации по объекту «Строительство систем газоснабжения в г. Кульсары, мкр. Болашак, Жылыойского района»

(наименование предприятия)

Проект относится к I (повышенного) уровня ответственности.

Предприятие расположено: г. Кульсары, мкр. Болашак

Геологический разрез территории предприятия представлен:

Климатический район IVГ.

(наименование грунтов, краткая характеристика просадочных, пучинистых, набухающих, свойства)

Уровень водоносного комплекса вскрыт на глубине 1,7-2,9 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания для:

- суглинков и глин составляет - 0,99 м.
- супесей, песков мелких и пылеватых составляет - 1.21 м.
- песков гравелистых, крупных и средних составляет - 1,29 м.

Условное расчетное давление на грунты: суглинок 1,80 МПа,

(наименование грунта)

1.3 Физико-географические условия

1.3.1 Климат

Климатическая характеристика района работ дана по многолетним наблюдениям метеостанций РГП «Казгидромет» [2].

Территория исследования по карте климатического районирования для строительства расположена в климатическом подрайоне IVГ.

Для региона характерным является изобилие тепла и преобладание ясной сухой погоды.

В отдаленных районах от моря климат относится к аридному типу. Общими чертами климата являются резкие температурные контрасты, холодная суровая зима и жаркое засушливое лето. Также отмечается быстрый переход от зимы к лету и короткий весенний период, неустойчивость и дефицитность атмосферных осадков, большая сухость воздуха, интенсивность процессов испарения, неустойчивость климатических показателей во времени из года в год, и большое количество солнечного тепла и радиации. Годовое число часов солнечного сияния составляет 2635 часов.

Влияние водного бассейна Каспийского моря на климатические условия территории ограничиваются лишь бризовой циркуляцией воздуха в прибрежных районах. Оно выражается в небольшом увеличении влажности воздуха, повышении температуры в зимние месяцы и в понижении ее в летние месяцы. В меньших колебаниях как годовых, так и суточных амплитуд между зимней и летней температурами, то есть, в меньших

колебаниях температур воздуха между зимой и летом, днем и ночью.

Среднегодовая температура воздуха описываемой территории составляет +9,7°С.

Наиболее холодным месяцем является январь.

Средняя месячная температура воздуха января минус 7,5 °С.

Абсолютный минимум температур минус 37,9°С

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.98 минус 27,3°С.

Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.98 минус 30,7 °С.

Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.92 минус 29,0 °С.

Средняя за месяц амплитуда температуры воздуха января 7,7 °С.

Наибольшее повышение температуры воздуха в году отмечается в апреле. К этому времени приурочено вскрытие рек и прохождение максимального поверхностно- го стока.

Лето в большей части территории, жаркое и продолжительное. Средняя месячная температура воздуха июля +26,8 °С.

Средняя максимальная наиболее теплого месяца (июля) +33,4 °С.

Абсолютная максимальная температура +44,6 °С.

Средняя за месяц амплитуда температуры воздуха июля 13,3 °С.

Средняя за год амплитуда температуры воздуха 10,7 °С

Рассматриваемая территория атмосферными осадками обеспечена недостаточно. Среднегодовое количество осадков составляет 176 мм. В течение года осадки распределены неравномерно. Основное количество осадков приходится на теплый период (с апреля по октябрь) – 103 мм, в холодный период (ноябрь-март) – 73 мм.

Среднее число дней с атмосферными явлениями за год: пыльные бури – 24,1, туман – 31, метель – 5, гроза - 10.

В питании подземных вод атмосферными осадками основная роль принадлежит талым и весенне-дождевым водам. Так как именно в этот период наблюдается малая транспирация растениями и незначительное испарение. Заметную роль в увлажнении почвы, питании рек и пополнении запасов подземных вод играет снежный покров.

Продолжительность залегания устойчивого снежного покрова составляет 55

дней. Высота снежного покрова:

- средняя из наибольших декадных за зиму 12 см;
- максимальная из наибольших декадных 42 см;
- максимальная суточная за зиму на последний день декады 30 см. С открытых участков снежный покров сдувается сильными ветрами.

В течение холодного периода (декабрь-февраль) преобладающее направление ветра (румбы) - восточное, средняя скорость ветра (за отопительный период) 4,3 м/с, максимальная из средних скоростей п румбам в январе 8,5 м/с.

В течение теплого периода (июнь-август) преобладающее направление ветра (румбы) - юго-западное, минимальная из средних скоростей ветра по румбам в июле 3,0 м/с.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов определяется по данным метеостанции РГП «КазГидроМет» и рассчитывается по формуле: $d\ fn = d\ 0 \sqrt{Mt}$. [4],

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 – 0.23 м; супесей, песков мелких и пылеватых – 0.28 м; песков гравелистых, крупных и средних – 0.30 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания для суглинков и глин составляет - $d_{fn} = 0.23\sqrt{18,7} = 0,99$ м.

Нормативная глубина сезонного промерзания для супесей, песков мелких и пылеватых составляет - $d_{fn} = 0.28\sqrt{18,7} = 1.21$ м.

Нормативная глубина сезонного промерзания для песков гравелистых, крупных и средних составляет - $d_{fn} = 0.30\sqrt{18,7} = 1,29$ м.

Таблица 1.2.1

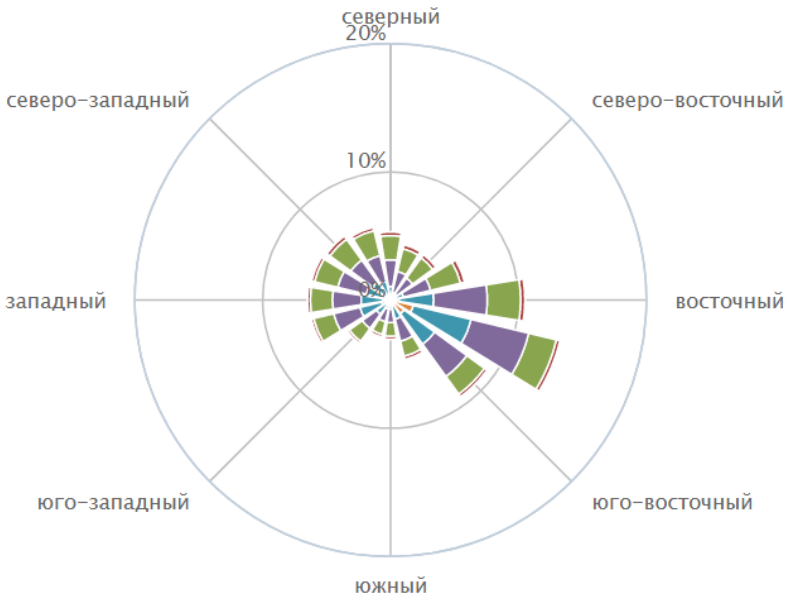
Нормативная глубина промерзания грунтов, м		
Для суглинков и глин	Для супесей, песков мелкихи пылеватых	Для песков гравелистых, крупных и средних
0,99	1.21	1,29

Район по базовой скорости ветра (с вероятностью превышения 0,02) – IV.

Строительные группы грунтов

№ п/п	Наименование грунтов	Группы грунтов		
		Одноковшовый экскаватор	Скрепер	Бульдозер
1.	**ИГЭ-2.** Песок мелко- среднезернистыйжелтовато-коричневый, зеленовато- коричневый, маловлажный, (§29[а])	1	2	2
	ИГЭ-2а. Песок мелко- среднезернистыйжелтовато-коричневый, зеленовато-коричневый, от влажного до водонасы-щенного, (§29[а])	1	2	2
2	**ИГЭ-3.** Супесь песчанистая светло- коричневая, серовато-коричневая, от маловлажной до влажной, от твердой до пластичной консистенции, (§36[б])	2	2	2
3	**ИГЭ-3а.** Супесь песчанистая светло- серая, зеленовато-серая, водонасы- щенная, от пластичной до текучей кон-систенции, (§36[а])	1	2	2
4	**ИГЭ-4.** Суглинок легкий песчанистый зеленовато-серый, коричневато-серый,маловлажный, от твердой до полутвер-дой консистенции, (§35[г])	3	-	2
5	**ИГЭ-4а.** Суглинок легкий песчанистый зеленовато-серый, коричневато-серый, водонасыщенный, от тугопластичной дотекучей консистенции, (§35[а-б])	1	1	1
6	**ИГЭ-5.** Суглинок тяжелый песчанистый коричневый, от мало- до сильновлажно-го, от твердой до мягкопластичной кон-систенции, (§35[а/в])	1/2	1/2	1/2
7	**ИГЭ-6.** Глина легкая-тяжелая пылеватаясветло-серая, зеленовато-серая, от ма- ловлажной до сильновлажной, от твер- дой до мягкопластичной консистенции, (§8[а,г])	2/3	2/3	2

Роза ветров в населённом пункте Кульсары.



1.4 Генплан

Площадка для проектирования расположена в 0,47 километрах севернее г. Кульсары, Атырауская область, Республика Казахстан. Рельеф на участке представляет собой наклонную равнину, для которой характерны увалисто-волнистые формы рельефа. Абсолютные отметки поверхности земли в пределах участка -11,50 - (-12,00) (система высот Балтийская). Проектом не предусматривается выполнение рекультивации, так как отсутствует плодородный слой.

Генеральный план разработан на основе геодезической съемки масштаба 1:500, выполненной в 2023 г. ТОО "КИЦ Атырау".

Привязку здании и сооружении вести от закрепленной границы участка.

Проект выполнен согласно заданию на проектирование от 15.07.2021 г.

За условную отметку принять уровень чистого пола блок-бокса, которая соотвествует -11,35

Проект вертикальной планировки АГРС предусматривает выполнение планировочных работ с учетом технологических отметок полов зданий, удобства подъезда к зданиям, а также надлежащий отвод талых и дождевых вод. На территории АГРС проектируются дороги шириной 4,0 м.

Проектом предусматривается ограждение площадки АГРС сеткой рабицей по металлическому каркасу, и колючей проволокой. Так же предусматривается покрытие из бетонных безыскровых плит.

План организации рельефа выполнен в проектных отметках.

Система высот балтийская. Высотные отметки проектируемого участка ниже кронштадтского футштока. Поэтому на топосъемке все отметски со сзнаком (-) минус.

Проектом предусматривается размещения АГРС-20-1/75/6-ХЛ1, ГРПШ-15-2ВУ-1 *(ГРПШ А)* - 1шт, ГРПШ-13-2ВУ-1 *(ГРПШ Б)* - 1шт.

За отметку 0,00 принять отметку верха фундамента, соответствующую абсолютной отметке:

- АГРС-20-1/75/6-ХЛ1 - абсолютная отметка -11,514;
- ГРПШ-15-2ВУ-1 *(ГРПШ А)* - абсолютная отметка -10,07;
- ГРПШ-13-2ВУ-1 *(ГРПШ Б)* - абсолютная отметка -10,37;

Показатели участка АГРС

	Показатели	Кол-во	
		м2	%
1	Площадь участка	1112,1	100
2	Площадь застройки	111,78	10
3	Площадь покрытия	630	56,6
4	Площадь занимаемая отмосткой, крыльцами и бортовым камнем	32	2,9
5	Площадь озеленения	338,32	30,5
6	Подъездная дорога	536	

Объемно-пространственное решение и планировка территории принята с учетом функциональных требований санитарных норм, пожарной безопасности.

Генеральный план участка разработан в соответствии с основными требованиями нормативных документов ГОСТ 21.508-93. Система проектной документации для строительства (СПДС) "Правила выполнения рабочих чертежей генеральных планов предприятий, сооружений и жилищно- гражданских объектов" и СН РК 3.01-01-2013 и СП РК 3.01-101-2013 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений".

1.5 Архитектурно-строительная часть

1.1 Рабочий проект Строительство систем газоснабжения в г. Кульсары, мкр. Болашак, Жылыойского района разработан на основании договора N22 от 14 сентября 2021г., в соответствии с заданием на проектирование от 14.09.2021г. и техническими условиями №26 от 24.03.2023г. ТОО "Жылыойгаз", на основе
геодезических и инженерно-геологических изысканий, выполненных сентябре-октябре месяце 2021 года ТОО «КИЦ Атырау».
1.2 За отметку +0,000 принят уровень верха фундаментов

2. Характеристики района
2.1 Площадка расположена г. Кульсары, мкр. Болашак, Жылыойского района.

- Сейсмичность района работ по СП РК 2.03.-30-2017 составляет 6 (шесть) баллов.
- Климатический подрайон IVA.
- Район по базовой скорости ветра (с вероятностью превышения 0,02) – IV.
- Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 - 27,3°С;

2.2 Согласно отчету по инженерным изысканиям площадка АГРС, в геологическом строении участка исследования принимают участие отложения четвертичной системы морского и континентального происхождения.
2.3 Грунтом под основание фундаментов служат также песок мелко-среднезернистый желтовато-коричневый, зеленовато- коричневый, маловлажный, ожелезненный, с обломками ракушки, с вкраплениями карбонатных солей, с прослойками суглинка вскрытой мощностью 0,4-3,0м.

Песок не просадочный (при нагрузки 0,3 МПа величина относительной деформации εsl. д.е =0.004-0.009). Под действием внешней нагрузки обладает от средней до повышенной степенью сжимаемости при естественной влажности (модуль осадки при нагрузке 3 кгс/см2 составляет 16,0-43,0 мм/м) и от средней до повышенной степенью сжимаемости при водонасыщении (модуль осадки при нагрузке 3 кгс/см2 составляет 17,0-52,0 мм/м). Песок среднедеформируемый при естественной влажности

(модуль деформа-ции Е = 11,45 МПа) и сильнодеформируемый при водонасыщении (модуль деформации Е = 9,59 МПа).
2.4 Грунтовые воды относятся к подгруппе солоноватых. Величина общей минерализации вод составляет 6,1 г/л. Вода по химическому составу хлоридно-сульфатная кальциево-натриевая. pH равен 8,4. По содержанию сульфатов (SO2-4 = 2522,5 мг/л) при содержании (HCO-3 = 8,0 мг-экв/л) вода сильноагрессивная к бетонам на цементе по ГОСТ 10178-85 нормальной проницаемости W4 по таблице Б.4 [8]. По содержанию хлоридов (Cl- = 1242,5 мг/л) вода неагрессивная к железобетон-ным конструкциям при постоянном смачивании и среднеагрессивная при периодическом смачивании по таблице В.2 [8].

- Уровень водоносного комплекса вскрыт на глубине 1,7-2,9м.
- Глубина нормативного промерзания грунта - 1,29м

3. Конструктивные решения

3.1 Все бетонные и железобетонные конструкции выполнить из бетона с маркой по водонепроницаемости W4 и морозостойкостью F100 на сульфатостойком портландцементе (ГОСТ 22266-2013).
3.2 Все бетонные и железобетонные поверхности соприкасающиеся с грунтом обмазать горячим битумом за 2 раза.
3.3 Под фундамент предусмотреть бетонную подготовку кл. В 3.5, толщиной 100мм и превышающую размеры подошвы 100 мм.

4. Антикоррозийное мероприятия

Все металлоконструкции ограждения окрасить эмалью ПФ115 (ГОСТ 6465-76*) в два слоя по слою грунтовки ГФ-021 (ГОСТ 25129-82*}. Работы выполнить согласно СН РК 2.01-01-2013 "Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии" и СТ РК 3.035-2002 "Работы лакокрасочные. Требования безопасности". Внешний вид лакокрасочных покрытий должен соответствовать показателям V класса ГОСТ 9.032-72*.

5. Указания к производству работ

5.1 При производстве работ руководствоваться указаниями следующих нормативных документов:
-СН РК 5.03-07-2013 "Несущие и ограждающие конструкции"; -СН РК 2.01-01-2013 "Защита строительных конструкций от коррозии"; -СН РК 1.03-05-2011 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве"; СН РК 2.01-101-2013 "Защита строительных конструкций от коррозии
5.2 Для устранения просадочности грунтов в основании фундаментов, отрывку грунта выполнить на 0.5м больше проектной отметки с последующим уплотнением трамбовками слоями 200 мм при оптимальной влажности до плотности Т=1,65т/м' до проектной отметки
5.3 При строительстве, предусмотреть защиту грунтов от разрушения атмосферным воздействием и водой в nepuog устройства котлованов (водозащитные меры, отсутствие перерыва между подготовкой основания и началом возведения фундаментов и т. g.}.
Обратную засыпку пазух фундаментов произвести не дренирующим и не просадочным грунтом с послойным уплотнением, толщина слоя уплотнения 200-250 мм.
Грунт в обратные засыпки не должен содержать камней, валунов, щебня, гранул с размером зерен более 16мм, остатков растений, мусора, глины.
5.4 По периметру фундаментов выполнить отмостку с уклоном i=0,05, шириной 1500мм из асфальтобетона толщиной-30мм, по уплотненному щебню фракции 20-40мм толщиной -50мм, на уплотненном грунте.

5.5 Монтаж металлических конструкций следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП РК 5.04.18-2002 "Монтаж металлических конструкций Правила производства работ"
5.6 Производство подземных работ вести с учетом всех существующих подземных коммуникаций, расположенных на территории строительной площадки по действующей исполнительной съемке.
5.7 Мероприятия по строительству в зимних условиях проектом не предусмотрены.

6. Для шкафных газорегуляторных пунктов (ГРПШ) приняты монолитные фундаменты высотой 900мм из бетона кл. С12/15 W4 F100 на сульфатостойком портландцементе по ГОСТ 22266-2013, с устройством щебеночной подготовки высотой 50мм. Крепление шкафных газорегуляторных пунктов к фундаменту выполняется болтами по ГОСТ 24379.1-2012, диаметром 20мм.

Для ГРПШ предусматривается ограждение, выполненного из сетки рабица по ГОСТ 5336-80 в рамке из горячекатанных уголков 50х50х5 по ГОСТ 8509-93, высотой 1600мм с калиткой. Полотно сетки растянуть на прутах из арматуры Ø6мм и приварить к внутренней стенке уголка. Стойки для крепления панелей выполнены из труб прямошовных Ø76х3,5 по ГОСТ 10704-91 с устройством монолитного фундамента. Внутри ограждения площадки имеют покрытие из щебня высотой 100мм. Соединение элементов ограждения выполнить ручной сваркой электродами Э-42 ГОСТ 9467-75.

Для наземных участков газопровода приняты отдельно стоящие опоры, состоящие из монолитного фундамента из бетона кл. С12/15 W4 F100 на сульфатостойком портландцементе по ГОСТ 22266-2013 и металлической стойки из труб прямошовных по ГОСТ 10704-91 с устройством хомутовых опор.

Под подошвой фундаментов выполнить подготовку из щебня, толщиной 50мм.

Для фундаментов под стойки пробуривается скважина необходимого диаметра с помощью ямобура и заливается бетоном.

2. ИНЖЕНЕРНО-КОММУНИКАЦИОННЫЕ СЕТИ

2.1 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Проектируемый газопровод предназначен для транспортировки природного газа с целью обеспечения природным газом г. Кульсары, мкр. Болашак, Жылыойского района.

Согласно технического условия № 26 от 24.03.2023г. выданным ТОО «Жылыойгаз» подача природного газа предусматривается от существующего газопровода d-159мм, в надземном исполнении (до АГРС-№1). Давление в точке подключения 7,5МПа.

Общий часовой расход газа мкр. Болашак– 6048м3/час *(+9974,1 м3/час – перспектива Болашак2)*.

Теплотворная способность природного газа Qр=8000,0 Ккал/м3.

Максимально – часовой расход (потребность) и годовая поставка газа по заданным потребителям определены согласно Техническим условиям и по данным справки.

2.1.1 ТРАССА ГАЗОПРОВОДА.

Прокладка газопровода осуществляется в подземном исполнений на глубине не менее 0,8 м до верха трубы из полиэтиленовых труб.

Общая протяженность трассы составляет – 78749м.

- высокое давление Г4, Р=7,5МПа: Ø159х4,0 по ГОСТ 8732-78, L=347м.

- высокое давление Г3, Р=0,6МПа: ПЭ100 SDR 11 315х28,6, 180х16,4мм по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011, L=3708м.

- среднее давление Г2, Р=0,3МПа: ПЭ100 SDR 17 Ø180х10,7мм, Ø110х6,6мм, Ø63х3,8мм по СТ РК ГОСТ Р 50838- 2011, L=7555м.

- низкое давление Г1, Р=0,005МПа: ПЭ100 SDR 17 Ø160х9,5мм, Ø110х6,6мм, Ø90х5,4мм, Ø63х3,8мм, Ø40х2,4мм по СТ РК ГОСТ Р 50838- 2011, L= 67139м.

Трасса газопровода проходит:

- Прокладка газопровода высокого давления Р=7,5МПа осуществляется в надземном исполнений из стальных труб Ø159х8,0 по ГОСТ 8732-78. Для понижения высокого давления газа с Г4 Р=7,5МПа на Г3 Р=0,6МПа устанавливается АГРС-20-1/75/6-ХЛ1 (полной заводской готовности). Максимальное давление газа на входе в АГРС Рвх=7,5 МПа, давление газа на выходе к потребителю Рвых=0,6 МПа. Максимальная производительность АГРС - 20000 м³/ч.

- Прокладка газопровода высокого давления Р=0,6МПа осуществляется в подземном исполнений на глубине не менее 0,8 м до верха трубы из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 315х28,6, 180х16,4мм. Диаметр газопровода рассчитан с учетом перспективы на мкр. Болашак-2 (9974,1м3/час).

Для понижения давления до 0,3 МПа на конце проектируемого газопровода устанавливается:

- ГРПШ-15-2ВУ-1 с основной и резервной линией редуцирования на базе 2-х регуляторов давления газа РДБК-100В с измерительным комплексом на базе турбинного счетчика газа СГ16МТ- G1000 и эл. корректором газа miniElcor, с обогревом ОГШН – 1шт;
- ГРПШ-13-2ВУ-1 с основной и резервной линией редуцирования на базе 2-х регуляторов давления газа РДГ-50В/45 с измерительным комплексом на базе турбинного счетчика газа СГ16МТ- G650 и эл. корректором газа miniElcor, с обогревом ОГШН – 1шт.

- Прокладка газопровода среднего давления Р=0,3МПа осуществляется в подземном исполнений на глубине не менее 0,8 м до верха трубы из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR 17 Ø180х10,7мм, Ø110х6,6мм, Ø63х3,8мм по СТ РК ГОСТ Р 50838- 2011. Для снижения давления до 0.005МПа устанавливается ГРПШ-07-2У-1 с основной и резервной линиями редуцирования на базе 2-х регуляторов давления газа РДНК-1000 без измерительного комплекса, без обогрева ОГШН - 25шт;

При подземной прокладке предусматривается укладка на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ» и изолированного алюминиевого провода (одножильный) на расстоянии 0,2 м от верха полиэтиленового подводящего газопровода высокого давления сечением 2,5мм2 с выходом концов его на поверхность под ковер или футляр вблизи от опознавательного знака. (по действующей нормативной документации) согласно МСП 4.03-103-2005 п.5.6.

- Проектируемый газопровод низкого давления Р=0,005МПа запроектирован в подземном исполнений на глубине не менее 0,8 м до верха трубы из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR 17 Ø160х9,5мм, Ø110х6,6мм, Ø90х5,4мм, Ø63х3,8мм, Ø40х2,4мм по СТ РК ГОСТ Р 50838- 2011.

Продольные профили составлялись для газопроводов, прокладываемых на местности со сложным рельефом, пересечений газопровода с естественными и искусственными преградами, различными сооружениями и коммуникациями, за исключением участков газопровода, прокладываемого на местности со спокойным рельефом и однородными

грунтовыми условиями, согласно СП РК 4.03-101-2013 «Газораспределительные системы» п.5.1.5.

Все пересечения выполнены согласно требованиям нормативной документаций действующей на территории РК.

Основные критерии, которыми обусловлено прохождение и месторасположения трассы следующие:

-Минимально-возможная протяженность трубопроводов.

-Возможность прокладки трубопроводов параллельно существующей дорожной сети и другим инженерным коммуникациям в одном техническом коридоре.

-Минимально – возможная отдаленность от попутных населенных пунктов и иных потребителей газового топлива.

-Минимально-возможное прохождение трассы по непригодным к сельхоз/производству, или малоценным землям.

-Минимально-возможные пересечения существующих дорог, инженерных коммуникаций, водных преград и других естественных препятствий.

-Обеспечение нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения газопровода, путем выдерживания минимально-допустимых расстояний до инженерных сетей, зданий сооружений, действующих предприятий и автомобильных дорог.

-Установление охранной зоны газопровода, размеры которой и порядок производства в этих зонах сельскохозяйственных и других работ регламентируется в нормативных документах.

Изысканные и намеченные трассы газопроводов выбраны комиссионно из условия оптимального их прохождения от точки подключения до заданных потребителей, с учетом дальнейшего развития газопроводной сети, подключения газифицируемых в дальнейшем объектов и населенных пунктов, удобства обслуживания, расположения на пути следования естественных и искусственных препятствий, границ и интересов землепользователей и других заинтересованных организаций.

Технологическая часть.

Проектом предусмотрена установка блочной автоматической газораспределительной станции АГРС-20-1/75/6-ХЛ1. Газораспределительная станция предназначена для понижения давления газа с 3,1…7,5 МПа до 0,6 МПа и поддержания его на заданном уровне и дальнейшей подачи газа потребителям. АГРС-20-1/75/6-ХЛ1 выполнена в виде блоков. Шкафы над оборудованием съемные, что облегчает проведение монтажных и ремонтных работ. АГРС расположена на расстоянии свыше 500,0 м от населенных пунктов.

На АГРС предусматриваются следующие технологические операции:

- очистка газа от пыли, капельной влаги и конденсата тяжёлых углеводородов;
- подогрев газа;
- редуцирование до заданного давления;
- замер количества газа, подаваемого потребителю;
- одоризация газа.

Технологический процесс осуществляется в блоках, комплектно поставляемых заводом-изготовителем. В комплект поставки входят:

- блок-бокс технологический;
- блок автоматической одоризации газа;
- блок операторной;
- емкость сбора, хранения и выдачи конденсата;

- емкость хранения и выдачи одоранта;
- емкость для теплоносителя;
- отдельные узлы и трубные заготовки.

Оборудование каждого блока размещается на раме, оснащено необходимой запорной и предохранительной арматурой, средствами КИПиА, обвязано утепленным металлическим шкафом.

Блочная установка включает:

- Узел очистки газа, который оснащен фильтрами и устройствами удаления конденсата и дренажа в сборные емкости, образованные в результате очистки газа. Фильтры монтируются параллельными рядами. Параллельная сборка исполнена с учетом обеспечения изоляции одного фильтра в то время, как другой находится в неавтономном режиме для технического обслуживания.
- Блок подогреватель газа, предназначенный для подогрева газа перед его редуцированием с целью предупреждения гидратообразования при редуцировании.
- Узел редуцирования газа предназначен для снижения высокого входного давления, автоматического поддержания заданного давления на выходе блока и защиты газопровода потребителя от недопустимого повышения давления. Блок включает последовательно установленные: входной пневмоприводной запорный кран, контрольный регулятор, рабочий регулятор и выходной запорный кран с ручным приводом.
- Блочная установка включает также предохранительные клапаны для обеспечения защиты системы трубной обвязки и оборудования, установленные после регулятора давления и выходного крана АГРС. Предохранительные клапаны будут рассчитаны на максимальный расход. Сброс производится через сбросные свечи.
- Одоризация газа, предназначена для автоматической подачи одоранта в поток газа на выходной линии пропорционально расходу, со встроенной емкостью, с выдачей дистанционного сигнала об отсутствии запаса одоранта в расходной емкости, со сбросом паров одоранта в выходные трубопроводы АГРС при заправке, с учетом израсходованного одоранта. АГРС снабжается также подземным резервуаром для хранения одоранта.

На площадке АГРС размером 33,7х33,0 м блочное технологическое устройство соединяется трубопроводами с подземными емкостями конденсата, одоранта и теплоносителя, свечами.

Технические параметры АГРС приведены в таблице 1.

Свечи с предохранительных клапанов и свеча аварийного сброса газа выводятся за пределы площадки АГРС на расстояние 10,0 м.

Компоновка оборудования АГРС выполнена в соответствии с действующими нормами и правилами, при этом обеспечен доступ ко всему оборудованию.

Операторная.

Отопление операторной - водяное от газового котла установленного в блок-боксе технологическом;

Вентиляция - приточно - вытяжная;

Водоснабжение - вода привозная;

Канализация - отвод сточных вод от блока операторной производится самотеком в проектируемый септик.

Таблица 1.

п/п	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Давление газа на входе	МПа	3,1…7,5	
2.	Давление газа на выходе	МПа	0,6	
3.	Пропускная способность	$м^3/ч$	20000	

4.	Температура газа на входе	^{0}C	0 ÷ +20	
5.	Температура газа на выходе	^{0}C	не менее 5	
6.	Система одоризации		Автоматический одоризатор газа с закрытой системой заправки	
6.	Система подогрева		Подогреватель	
7.	Система очистки		На базе фильтров-сепараторов. Автоматический сброс.	

Трубопроводы АГРС.

Трубопроводы, соединяющие блоки и оборудование АГРС между собой, запроектированы из бесшовных труб по ГОСТ 8732-78 из стали В-20 по ГОСТ 1050-88 в надземном и подземном исполнении. Надземные трубопроводы на опорах высотой от 0,25м до 2,6м. Прокладку подземного трубопровода к емкости конденсата выполнить с гарантированным уклоном 0,003. Трубопроводы диаметром 219 мм с толщиной стенки 8 мм проложены надземно от выхода из блока технологического до блока одоризации газа и от блока одоризации до границы территории АГРС. Трубопроводы диаметром 159 мм с толщиной стенки 8 мм проложены надземно от границы территории АГРС до входа в блок технологический, а также на обвязку коммерческого узла учёта БСУ 150/7,5 (поставляется в комплекте с АГРС) расположенного вне блока. На обвязке БСУ 150/7,5 установлены 2 крана шаровых Ду150 Ру80 (поставляются в комплекте с АГРС). Трубопроводы диаметром 89 мм с толщиной стенки 6 мм проложены надземно и подземно от блока технологического на 10 м за ограждение АГРС (сбросные свечи). Трубопроводы диаметром 57 мм с толщиной стенки 5 мм проложены надземно и подземно от блока технологического до ёмкости сбора конденсата (слив конденсата). Трубопроводы диаметром 32 мм с толщиной стенки 3,5 мм проложены надземно от трубопровода на обвязке коммерческого узла до ёмкости сбора конденсата (уравнительная линия). Трубопроводы диаметром 22 мм с толщиной стенки 3 мм проложены надземно от блока одоризации газа до емкости хранения одоранта и от трубопровода подачи газа на АГРС до блока одоризации (газ на передавливание), где установлен кран шаровый ду-15 Ру-8,0 МПа по ГОСТ 21345-2005. Трубопроводы диаметром 14 мм с толщиной стенки 2 мм проложены надземно от БСУ 150/7,5 до блока технологического (импульсные линии в расходомерную).

Бытовое технологическое газоснабжение необходимо для работы отопительных котлов типа «Буран» размещенных в технологическом блоке в отсеке подготовки теплоносителя. Отбор газа для отопительных котлов происходит после блока одоризации (Ру=0,6Мпа Q=13м³/ч). Далее, газ подаётся обратно в отсек подготовки теплоносителя где проходит узел измерения расхода газа и регуляторы давления VENIO-A-35, после чего поступает на котлы (котлы, внутренняя обвязка, узел измерения и регуляторы поставляется в комплекте с технологическим блоком). Трубопроводы вне модульных блоков (от точки врезки после блока одоризации до входа в блок технологический) запроектированы из бесшовных труб диаметром 57 мм с толщиной стенки 5 мм по ГОСТ 8732-78 из стали В-20 по ГОСТ 1050-88 в надземном исполнении (по опорам). В точке врезки установлен кран шаровый ду-50 Ру-1,6 МПа по ГОСТ 21345-2005.

Для строительства АГРС приняты трубы d=14x2,0, d=22x3, d=32x3,5, d=57x5,0, d=89x6,0, d=159x8,0 и d=219x8,0 по ГОСТ 8732-78*. Надземный газопровод защищается двумя слоями эмали ХВ-124 с добавлением алюминиевой пудры ПАК-3 в количестве 10 процентов по весу, подземный-с заводской изоляцией.

Надземный стальной трубопровод для слива конденсата от блок-бокса технологического до входа в землю теплоизолируется изовером h=50мм р=100, с последующим покрытием листовой сталью h=1,2мм, закреплённой хомутами.

Подземные трубопроводы запроектированы с заводской изоляцией "усиленного" типа (свеча высокого давления, трубопровод для слива конденсата, свеча СППК).

Надземный стальной трубопровод для слива конденсата от блок-бокса технологического до входа в землю теплоизолируется изовером h=50мм р=100, с последующим покрытием листовой сталью h=1,2мм, закреплённой хомутами.

Для снижения шума измерительные участки трубопровода изолируюся звукопоглощающим изовером.

Монтаж, испытание и приёмку оборудования, арматуры и трубопроводов в эксплуатацию выполнять в соответствии с требованиями:

а) для технологического оборудования.

- СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».
- «Правил технической и безопасной эксплуатации АГРС».
- «Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением».
- Технических условий заводов-изготовителей на монтаж оборудования.

б) для технологических трубопроводов.

- СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы».
- СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы».
- ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».
- ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка».

2.1.2. Автоматизированная газораспределительная станция АГРС-20-1/75/6-УХЛ1

Автоматизированная газораспределительная станция (в дальнейшем АГРС), предназначена для снижения высокого давления природного, попутного нефтяного, предварительно очищенного от тяжелых углеводородов, или искусственного газа, до заданного давления и поддержания его с заданной точностью, измерения расхода газа, очитки газа, а также для защиты потребителей в случае повышения давления выше допустимой нормы.

Конструкция, основные узлы.

АГРС-20-1/75/6-УХЛ1 представляет собой блочное изделие, выполненное из отдельных технологических блоков и монтажных заготовок:

- блока операторной, состоящего из четырёх отсеков: тамбура, санузла, туалета и отсека управления;
- блок-здания АГРС;
- блока одоризации газа.

Отсеки с разной категорией по взрывопожарной опасности разделены газонепроницаемой перегородкой.

Размещение оборудования АГРС предусмотрено в блочно-модульных зданиях, габариты блоков позволяют осуществлять транспортировку автотранспортом и по железной дороге. Боксы выполнены из панелей типа «сэндвич» (трехслойные панели типа «Венталл-С1»).

В сейсмоопасных районах с сейсмичностью более 8 баллов необходимо предусматривать противосейсмические мероприятия при устройстве фундаментов, прокладке подводящих и отводящих коммуникаций.

По уровню автоматизации, АГРС выполнена в соответствии с действую-щими нормативными документами.

Объектами автоматизации АГРС являются:

- узел переключения;
- узел очистки газа;
- узел подогрева газа;
- узел редуцирования;
- узел измерения расхода газа на собственные нужды;
- котельная собственных нужд.

Система контроля и автоматики АГРС предусматривает:

- контроль температуры воздуха в помещениях;
- контроль температуры газа на входе и выходе АГРС;
- контроль температуры газа после подогрева;
- контроль температуры газа на собственные нужды АГРС;
- контроль давления газа на входе и выходе АГРС;
- контроль давления газа после регуляторов давления;
- контроль давления газа на собственные нужды;
- контроль перепада давления газа на фильтрах-сепараторах;
- контроль давления газа в фильтрах-сепараторах;
- контроль уровня конденсата в фильтрах-сепараторах;
- контроль загазованности по СН4 в отсеках АГРС;
- контроль загазованности по СО в котельной АГРС;
- контроль уровня одоранта в емкости хранения одоранта;
- контроль уровня одоранта в расходной емкости одоранта;
- сигнализацию об отклонении давлении газа на входе и выходе АГРС;
- сигнализацию большого перепада давления на фильтрах-сепараторах;
- сигнализацию о предельном заполнении фильтра-сепаратора;
- сигнализация о заполнении емкости сбора конденсата
- сигнализацию загазованности в помещениях АГРС;
- сигнализацию при обнаружении пожара в отсеках АГРС;
- сигнализацию при обнаружении проникновения в отсеки АГРС;
- управление исполнительными органами АГРС;
- управление оборудованием АГРС согласно алгоритмов управления.

Конструкция, основные узлы.

АГРС работает следующим образом (см. принципиальную технологическую схему АГРС-20-1/75/6-УХЛ1.00.00.00-ТХ).

Газ высокого давления Рвх.= 3,1… 7,5 МПа, пройдя охранный кран, поступает из магистрального газопровода на вход АГРС в узел переключения.

Узел переключения обеспечивает отключение АГРС от газопровода-отвода и выходных газопроводов, а также обеспечивает защиту потребителей от превышения давления в линиях подачи газа.

В состав узла переключения входят:

- трубопроводная арматура с дистанционно-управляемыми приводами на газороводах входа и выхода;
- автоматические аварийный свечи по высокой и низкой стороне;
- обводная (байпасная) линия;
- сбросные клапана с переключающим устройством, исключающим одновременное отключение предохранительных клапанов
- оборудование и аппаратуру КИПиА.

В узле переключения расположен входной кран Ду150 с дистанционно- управляемым приводом, выходной кран Ду200 с дистанционно-управляемым приводом. Диаметры всех трубопроводов рассчитаны на необходимую производительность при условии, что скорость газа в трубопроводах ГРС не должна превышать 25 м/с.

Для аварийного сброса газа из технологических трубопроводов устанавливается свеча с дистанционно-управляемой запорной арматурой, по высокой стороне после входного крана. Данная свеча должна быть вынесены на 10м за ограждение ГРС.

Обводная линия, выполненная по схеме отключающий кран с ручным приводом → регулирующее устройство (РУ1-4), обеспечивает кратковременную подачу газа потребителю.

Из блока переключения газ поступает в узел очистки газа от капельной жидкости и механических примесей.

Узел очистки газа включает в себя:

- два фильтра-сепаратора ФС-150/75 (Ф2.1, Ф2.2) (100%-ный резерв);
- запорную арматуру с ручным приводом;
- аппаратуру контроля перепада давления;
- дистанционно-управляемый кран для сброса конденсата в ёмкость хранения;
- оборудование и аппаратуру КИПиА.

Очистка газа осуществляется фильтрами-сепараторами (ФС-150/75). Отделение жидкости осуществляется за счёт закручивания потока газа и резкого изменения направления его движения, а также фильтрующим элементом. Уровень конденсата в фильтре определяется сигнализаторами уровня, которые подают сигнал для открытия/закрытия пневмокрана на линии слива конденсата.

Продукты очистки накапливается в нижней части фильтров и по мере накопления автоматически, сливаются в ёмкость сбора конденсата, расположенную на площадке АГРС.

В верхней части фильтров размещается собственно фильтр, состоящий из сменных фильтрующих элементов. Замена отработанных элементов осуществляется через специальную съёмную верхнюю крышку фильтра-сепаратора. Степень загрязнения фильтрующего элемента определяется по перепаду давлений на входе/выходе ($\Delta P \geq 1{,}0$ кгс/см2).

Очищенный газ поступает в узел коммерческого учета расхода газа, который выполнен на базе быстросъёмного сужающего устройства.

УСБ и датчики температуры смонтированы на измерительных трубопроводах во взрывоопасной зоне. Датчики давления и перепада давления смонтированы на стенде из металлоконструкций. Стенд с датчиками и вычислители установлены в отсеке

расходомерной. Расстояние от измерительных трубопроводов до расходомерной ограничено максимальной длиной импульсных трубок от УСБ до датчиков давления и перепада давления в соответствии с п. 6.2.9 «Соединительнае трубки (линии)» по ГОСТ 8.586.5-2005 – «Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений».

После узла коммерческого учёта газ направляется на узел подогрева газа, предназначенный для предотвращения образования кристаллогидратов.

Узел подогрева газа включает в себя:

- два подогревателя типа ПГ (ПГ3.1; ПГ3.2) (100%-ный резерв);
- запорную арматуру;
- арматуру защиты системы теплоносителя при прорыве трубного пучка (предохранительные клапаны-отсекатели ПКО3.1-1, ПКО 3.1-2; ПКО3.2-1, ПКО 3.2-2);
- оборудование и аппаратуру КИПиА.

Типоразмер подогревателей газа подобран из условий обеспечения требуемой температуры газа на выходе АГРС (но не менее -10ºС), нормальной для работы оборудования потребителей и исключения его оледенения. Нагрев газа осуществляется в кожухо-трубчатом теплообменнике посредством промежуточного теплоносителя, нагреваемого в отсеке подготовки теплоносителя. Теплоноситель подается на кожухо-трубчатый теплообменник, где осуществляется передача тепла нагреваемому телу (газу), затем охлажденный теплоноситель поступает в обратный теплопровод.

В составе узла, в качестве теплообменных аппаратов, устанавливаются кожухотрубчатый теплообменник ПГ-150/75. Теплообменник – вертикальный, 2-х ходовой по газу. Газ в теплообменнике движется по U-образным вертикальным трубкам, закреплённым в трубной решетке, теплоноситель – в межтрубном пространстве кожуха, разделённом горизонтальными перегородками. Теплоноситель в теплообменник поступает от отопительного агрегата, расположенного в отсеке подогрева теплоносителя. Теплообменник имеет систему защиты контура теплоносителя от прорыва газа высокого давления (предохранительные клапаны-отсекатели ПКО-050-029), запорную арматуру на теплопроводах для отключения в случае ремонтных работ, контрольно- измерительные приборы, штуцера для слива конденсата из распределительной камеры теплообменника, и штуцер для слива теплоносителя. Для аварийного удаления газа из технологических трубопроводов предусмотрены сбросные свечи.

В качестве теплоносителя используются незамерзающие жидкости или специально подготовленная вода. Использование неподготовленной воды снижает КПД и сокращает срок эксплуатации узла подогрева.

Подогретый газ направляется на узлы редуцирования, где осуществляется снижение и автоматическое поддержание заданного давления газа.

Узел редуцирования газа состоит из основной и резервной линий редуци-рования и линии малых расходов. Узел редуцирования включает в себя:

- регуляторы давления газа (РД4.1, РД4.2) (100%-ный резерв);
- запорную арматуру;
- импульсные линии регуляторов давления;
- оборудование и аппаратуру КИПиА.

Узел редуцирования предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа, подаваемого потребителю. Данные узел, выполнен на базе модулей спаренных регуляторов MFL «Регулятор+Монитор» производства O.M.T. TARTARINI S.r.l. Каждая линия редуцирования выполнена по схеме: кран с дистанционно-управляемым приводом, два последовательно установленных регулятора

давления, кран с дистанционно-управляемым приводом. Основная и резервная линии редуцирования рассчитаны на 100% пропускную способность.

Линии редуцирования оборудованы штуцерами для подачи азота и сбросными/продувочными свечами.

Далее, газ поступает в выходной трубопровод узла переключения и через управляемый кран подается на выход АГРС. Для защиты трубопроводов потребителя от превышения давления на выходном газопроводе установлены предохранительные клапаны. Предохранительные сбросные клапаны (ПСК1-1, ПСК1-2), установленные параллельно после переключающего устройства (1-4), настроены на давление срабатывания 1,1 от Рвых. и рассчитаны на 10% максимальной производительности выходного газопровода АГРС.

После блока технологического газ поступает в блок одоризации газа (БО6-1), где одорируется пропорционально расходу. Автоматическая одоризация газа осуществляется установкой дозирования одоранта типа УДО 055.00.00.00. Порядок пуска, монтажа и настройки установки дозирования одоранта производить согласно инструкции завода изготовителя по эксплуатации на УДО.

Узел подготовки импульсного газа располагается в технологическом отсеке. Импульсный газ для управления кранами АГРС отбирается после узла очистки. Узел подготовки импульсного газа оснащён обратным клапаном (КО8.1), двумя фильтрами-осушителями (ФО1, ФО2) (100%-ный резерв), запорной арматурой, оборудованием и аппаратурой КИПиА. Осушенный и очищенный газ через импульсные трубки подаётся на краны с пневмоприводом.

Отбор газа для отопительных котлов происходит после блока одоризации. Далее, газ подаётся обратно в отсек подготовки теплоносителя на Узел измерения расхода газа на собственные нужды. Узел состоит из измерительной линии и байпаса. Измерительная линия выполнена по схеме: кран с ручным приводом, сетчатый фильтр (Ф7.1), ротационный счетчик газа (СГ7.1), кран с ручным приводом. Измерительная линия оборудована штуцером для подачи азота и сбросным/продувочным трубопроводом.

Далее газ поступает в узел подготовки газа на собственные нужды. Редуцирование газа осуществляется регуляторами давления VENIO-A-35 (РД7.1, РД7.2) (100%-ный резерв).

Для продувки трубопроводов АГРС азотом и сброса давления на отдельных участках при проведении ревизии или ремонтных работ на отсекаемых участках АГРС предусмотрены штуцера и сбросные свечи.

Подключение АГРС по входному и выходному газопроводу предусматривается через изолирующие соединения, защищающие технологическое оборудование от заноса высокого потенциала с линейной части и входящие в комплект поставки.

Аппаратура контроля и управления оборудованием АГРС.

Аппаратура контроля и управления (датчики, приборы и устройства) предназначена для автоматического измерения и регистрации величины расхода газа, а также контроля технического состояния оборудования АГРС.

Система автоматизации АГРС.

Система автоматизации АГРС включает в себя три уровня:

Нижний уровень:

- датчики, первичные преобразователи с унифицированными выход-ными сигналами и исполнительные механизмы, устанавливаемые на технологическом оборудовании;

- вторичная аппаратура, блоки питания, источники бесперебойного питания, реле.

Средний уровень:

- аппаратно-технический комплекс на базе программируемых логических контроллеров системы телемеханики СТН-3000;

- операторская панель, позволяющая осуществить дистанционно контроль и управление работой технологического оборудования АГРС

Верхний уровень:

- сервер диспетчерского пульта.

Электроосвещение АГРС.

Освещение АГРС выполнено в соответствии с нормами СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».

Для освещения внутри отсека с категорией «А» приняты взрывозащищенные светодиодные светильники УСС 60 2Ех или аналог.

Для наружного освещения входов блок-боксов приняты взрывозащищенные светодиодные светильники УСС 9 2Ех или аналог.

Выбор типа и количества светильников произведён в соответствии с назначением помещений и характеристиками окружающей среды.

Напряжение сети освещения – 220 В.

Управление освещением – местное со щита и отдельными выключателями. Заземление электрооборудования выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ и т.пр.5.407-11 «Заземление и зануление электроустановок».

Отопление и вентиляция АГРС.

Вентиляция отсеков требуемой кратности обеспечивается приточными и вытяжными решетками, расположенными в стенах бокса, а также дефлекторами, расположенными на крыше. Принудительная вентиляция технологического отсека осуществляется при помощи взрывозащищенного осевого вентилятора вмонтированного в стену блок-бокса. От воздействия внешних неблагоприятных факторов (ветер, дождь, снег и т.д.) противотока воздуха вентилятор защищен с помощью инерционной решётки стойкой к атмосферным воздействиям.

Расчётные температуры воздуха:

- наружного, для отопления -43 0С;
- внутреннего, в отсеке технологическом не ниже +5 0С;
- внутреннего, в отсеке расходомерной не ниже +5 0С;
- внутреннего, в блоке одоризации не ниже +5 0С;
- внутреннего, в отсеке котельной +18 0С;
- внутреннего, в отсеке управления +18 0С;
- внутреннего, в санузле и туалете +18 0С.

Источником теплоснабжения являются встроенная котельная, расположенная в отсеке подготовки теплоносителя блок-здания АГРС.

Отсеков блок-здания АГРС и блока операторной осуществляется стальными радиаторами с подачей теплоносителя от отопительных агрегатов типа «Буран» (котлы ТГ11.1, ТГ11.2), размещенных в отсеке подготовки теплоносителя. Система отопления – двухтрубная, с горизонтальной разводкой. Циркуляция теплоносителя – принудительная,

осуществляется посредством циркуляционного насоса. В качестве теплоносителя рекомендуется использовать незамерзающую жидкость.

Отопление отсека подготовки теплоносителя осуществляется за счет тепловыделения от котлов и трубопроводов.

Отопление блока одоризации осуществляется взрывозащищенными электронагревателями.

Тепловая схема узла подготовки теплоносителя обеспечивает нормальную работу оборудования во всех режимах его эксплуатации. Компоновка оборудования обеспечивает безопасное и удобное обслуживание.

Гидравлическая система узла подготовки теплоносителя конструктивно разделяется гидравлическим разделителем (Г11) на три контура: котловой контур, контур подогревателя газа, контур системы отопления.

Циркуляцию теплоносителя котлового контура обеспечивает спаренный циркуляционный насос (Н11.3-1, Н11.3-2), установленный на входе водогрейных котлов. Режим работы насоса ¬ «основной/резервный» (автоматическое переключение двигателей насоса по сигналу неисправности/по таймеру). Такая настройка обеспечит равномерную наработку обоих двигателей насоса. При выходе одного двигателя из строя второй, исправный двигатель, обеспечивает работоспособность на 100 %.

На выходе из котлов установлены сбросные предохранительные клапана, настроенные на давление 0,3 МПа.

Циркуляцию теплоносителя контура подогревателей газа обеспечивает сдвоенный циркуляционный насос, установленный на подающем трубопроводе. Режим работы насоса– «основной/резервный» (автоматическое переключение двигателей насоса по сигналу неисправности/по таймеру). Такая настройка обеспечит равномерную наработку обоих двигателей насоса. При выходе одного двигателя из строя второй, исправный двигатель, обеспечивает работоспособность на 100 %.

Циркуляцию теплоносителя контура отопления обеспечивают два циркуляционных насоса (Н11.2-1, Н11.2-2) (основной и резервный), установленных на подающем трубопроводе.

Для компенсации давления при нагреве/охлаждении теплоносителя системы отопления, в отсеке подготовки теплоносителя установлен расширительный мембранный бак (РМБ11.1).

Заполнение системы подготовки теплоносителя производится при открытых кранах на воздухоотводящих линиях теплообменников. Систему необходимо заполнять и подпитывать с помощью ручного насоса (Н13.1) из емкости сбора и хранения теплоносителя (Е13.1), установленной на площадке АГРС. По достижении избыточного давления 0,5 кгс/см² в системе создается циркуляция путем пуска в работу циркуляционных насосов. Для опорожнения трубопроводов от воды и воздуха предусмотрены спускные патрубки с вентилями.

2.1.3 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Определение расхода газа.

Для бесперебойного обеспечения природным газом мкр. Болашак в г. Кульсары, Жылыойского района определено годовые и расчетные расходы газа.

От правильности и достоверности расчета газопотребления зависит выбор диаметра газопроводов, элементов систем и сооружений на газопроводах, следовательно, и затраты не строительство и эксплуатацию всей системы газоснабжения.

Для определения расхода газопотребления населением, коммунально- бытовым, промышленным объектам мкр. Болашак в г. Кульсары, Жылыойского района выполнен расчет согласно требованиям и рекомендациям следующих нормативных документов:

1. МСН 4.03-01-2003 «Газораспределительные системы»;
2. СП РК 4.03 101 2013 «Газораспределительные системы»;
3. МСН 4.02-02-2004 «Тепловые сети»;
4. СН РК 2.04-21-2004 «Энергопотребление и теплозащита гражданских зданий»;
5. Правила расчета и утверждения норм потребления товарного и сжиженного газа, утвержденные постановлением Правительства Республики Казахчтан от 9 июля 2012 г. №927;
6. СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»;
7. СП РК 3.02-10-2007 Пособие к СНиП РК 3.02-43-2007«Жилые здания»;
8. Проектирование газоснабжения (Примеры расчета). Пешехонов Н.И.

1.1 Основные потребители газа

Основными потребителями газа являются:

- Население (на приготовление пищи, горячей воды на хозяйственные и санитарно-гигиенические нужды, отопление).
- Коммунально-бытовые учреждения (школы, детсады и мелко комунально бытовые объекты).

Численность населения, количество частных домов, коммунально-бытовые учреждения, социально-бытовых объектов, приняты согласно предоставленной справки, выданные акимом г. Кульсары. Предусматривается использование газа всеми категориями потребителей при 100% обхвате.

1.2 Норма расхода газа, годовые и максимально-часовые расходы газа

Расход газа на приготовление пищи, горячей воды (на бытовые нужды) в наличии в доме газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения).

Определена согласно СП РК 4.03-101-2013 «Газораспределительные системы» п.4.2.3. Приложение А, таблица А1.

Расчет потребности газа по мкр. Болашак 1:

Исходные данные:

-Количество домов – 2016 шт.

-Количество жителей – 8130 чел.

1. Школа – 3шт, Количество учащихся – 624/3500м2;
2. Внешкольные учреждения – 2/2300м2
3. Детсад – 7шт, Количество учащихся – 280/2000м2;
4. Медицинские учреждения – 1шт/16000м2;
5. Другие учреждения (коммерческие и некоммерческие объекты общ. 79000м2)

Определение расхода газа для жилых частных домов

1. Годовой расход газа на приготовление пищи и горячей воды:

Qгод.пр.пищ = ((Q1 x N x Y)/ QP H;

Qгод.пр.пищ = ((2400x10^3)x8180x1)/8000 = **2454000**$м^3$/год

2. Максимальный часовой расход газа на приготовление пищи и горячей воды:

Qчас.пр.пищ =Kmax/час x Qгод;

Qчас.пр.пищ = 1/1800 х 2454000 = 1363м^3/час

3. Максимальный часовой расход газа на приготовление пищи и горячей воды на 1 дом:

Qчас.пр.пищ на 1 дом = Qчас.пр.пищ / N

Qчас.пр.пищ на 1 дом = 1363/2016 = 0,7 м^3/час

4. Макимальный часовой расход газа на отопление на 1 дом:

Qmax.час.отоп = S(м^2) х qов х 0,86/7600;

Qmax.час. отоп = 164*100*0,86/8000 =1,76м^3/час

5. Макимальный годовой расход газа:

Qmax.год. отоп = Qmax.час. отоп х nкол.отоп.дней х 24кол.часов в сутки х 2016кол.домов

Qmax.год. отоп = 1,76 х 170 х 24 х 2016 = **14476492,8**м3/год

6. Максимальный часовой расход газа на 1 дом:

Qчас. на 1 дом =(Qчас.пр.пищ на 1 дом + Qmax.час.отоп) = (0,7 +1,76) = 2,85 м^3/час

7. Часовой расход газа на 2016 частных домов составляет:

Qчас.общий = 2016 х 2,45 = **4958,0**м3/час

Определение расхода газа для коммунально-бытовых объектов 1.Определение расхода газа для коммунально-бытовых объектов, объектов соцкультбыта, производственных объектов на отопление определяется по формуле:

Qo=(qo*Vнар*a*(tвн.-tн.о.)*(1+Ки.р))/QP H*ŋ

2.Максимальный часовой расход на вентиляцию определяется по формуле:

Qв.=(qв*Vнар*(tвн.-tн.о.))/QP H*ŋ

где: Qo- потребность в теплоте на отопление за планируемый период Qв- максимальный часовой расход теплоты на вентиляцию

qo- удельная отопительная характеристика здания

qв-удельная вентиляционная характеристика здания Vнар- наружный строительный объем здания

a – поправочный коэффициент

tвн – усредненная расчетная температура внутреннего воздуха(200 С) tн.о.- расчетная температура наружного воздуха(-170 С)

QP H- теплота сгорания газа ŋ – усредненное КПД котлов

Ки.р - расчетный коэффициент инфильтрации

Ки.р. = 10-2 (2q L(1 - ((273 + to)/(273 + ti)) + wo2)^0,5 =

10-2(2*9,81*3(1-((273+22)/(273+20))+2,52) ^0,5 = 0,026 ≈ 0,03

где:

q - ускорение свободного падения, м/с2; L - Свободная высота здания, м;

wo - расчетная средняя скорость ветра в отопительный сезон, м/с

В укрупненном расчете Ки.р не учитываем, в связи с совсем малым значением.

Общий годовой расход газа мкр. Болашак составляет:

∑Q год = 2454000 +14476492,8=16930492,8м3/год

Население $Q_{расч.}$ = **4958,0**м³/час.
Котельные общественных зданий с объемом:
1. Школы–3 Q = 117,0 м³/час
2. Внешкольные учреждения–2 Q = 21,0 м³/час
3. Детсад–7 Q = 21,0 м³/час
4. Медицинские учреждения –1 Q = 120,0 м³/час
5. Другие учреждения (коммерческие и некоммерческие объекты общ. 79000м2):
на отопление: P = 0,38 x 237000м^3 x 49 x 24 x 170 : 8000 = **2250599,4м3 /год** : 24 : 170 : 0,85 x 1,25 = **811,0м3 /час;**
общий расход по общественным зданиям - 1090,0 м³/час**.**

Общий расход газа по мкр. Болашак составляет = 6048,0 м³/час.

Гидравлический расчет газопровода.

Диаметры газопровода определены гидравлическим расчетом, исходя из условий обеспечения газоснабжения потребителей в часы максимального потребления при максимально-допустимых перепадах давления.

Гидравлический расчет давления газопровода выполнен по программе «GIDRAV Calculator», разработанный ОАО «ГИПРОНИИГаз».

Максимально часовая потребность (расчетный расход)газового топлива м3/час

Расчет стандартного размерного отношения SDR для полиэтиленовых труб

Согласно п.4.2 МСП 4.03-103-2005 «Проектирование, строительство и реконструкция газопроводов с применением полиэтиленовых труб» толщина стенки полиэтиленовой (в том числе профилированный) трубы характеризуется стандартным размерным отношением номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки (SDR), который следует определять в зависимости от давления в газопроводе, марки полиэтилена и коэффициента запаса прочности по формуле (1).

$$SDR = \frac{2 * MRS}{MOP * C} + 1$$

Где MRS – показатель минимальной длительной прочности полиэтилена, использованного для изготовления труб и соединительных деталей, МПа (для ПЭ80 и ПЭ 100 этот показатель равен 8,0 и 10,0 МПа, соответственно);

МОР – рабочее давление газа, соответствующее максимальному значению давления для данной категории газопровода, МПа;

С – коэффициент запаса прочности, выбираемый в зависимости от условий работы газопровода по МСН 4.03-01.2003.

1. Для расчета принимаем MRS + 10,0МПа; МОР – 0,6 МПа для газопровода высокого давления.

С– коэффициент запаса прочности должен быть не менее 2,5, согласно п.5.2.4 МСН 4.03-01-2003, принимаем 3,0.

Тогда,

$$SDR = \frac{2 * 10,0}{0,6 * 3,0} + 1 = 11,1 + 1 = 12,1$$

Принимаем из стандартного ряда полиэтиленовых труб, для высокого давления, ПЭ100 SDR 11.

2. Для расчета принимаем MRS + 10,0МПа; МОР – 0,3 МПа для газопровода среднего давления.

С– коэффициент запаса прочности должен быть не менее 2,5, согласно п.5.2.4 МСН 4.03-01-2003, принимаем 3,0.

Тогда,

$$SDR = \frac{2 * 10,0}{0,3 * 3,0} + 1 = 22,22 + 1 = 23,22$$

Принимаем из стандартного ряда полиэтиленовых труб, для среднего давления, ПЭ100 SDR 17.

2.1.4 КОНСТРУКТИВНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОПРОВОДА

- На основании гидравлического и прочностного расчетов, в соответствии с МСП 4.03-103-2005 «Проектирование, строительство и реконструкция газопроводов с применением полиэтиленовых труб» и согласно СН РК 4.03-01-2011, условий задания на проектирование, сортамента труб выпускаемых заводами, инженерно-геологических и климатических условий для строительства после врезки устанавливается АГРС-020 для понижение высокого давления с Р=7,5МПа на Р=0,6МПа, далее ГРПШ (0,6МПа/0,3МПа) прокладка осуществляется подземным способом из полиэтиленовых труб СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 ПЭ100 SDR11 315х28,6мм, 180х116,4мм.
- В качестве отключающей запорной арматуры по трассе газопровода приняты задвижки, надземной установки на фланцевых соединениях.
- Площадки установки кранов ограждаются металлической сеткой по металлическим опорам и благоустраиваются.

На выходах газопровода из земли предусмотрена установка изолирующих фланцевых соединений.

При этом внутренний диаметр футляра должен быть больше наружного диаметра прокладываемого трубопровода не менее чем на 150 мм.

Изготовление защитных футляров и монтаж в них газопровода выполнять по серии 5.905-15 УГ.16.00 с выводом от футляров контрольной трубки.

Производство сварочных работ, соединения труб и приварных деталей трубопроводов между собой производится встык и при помощи соединительных деталей с ЗН (заложенный нагреватель) согласно требований СНиП III-42-80, ВСН 006-89, ВСН 012-88, часть I, СН РК 4.01.01-2011, ГОСТ 16037-80, при этом приварку запорной арматуры выполнять с внутренней подваркой стыков в соответствии с рекомендациями ВНИИСТ.

Контроль качества сварных соединений трубопроводов осуществлять в строгом соответствии с требованиями указанных нормативных документов.

Надземные участки газопровода и другие надземные сооружения защищаются коррозии двумя слоями эмали ПФ-115 по двум слоям грунтовки ГФ-021 (цвет покрытия желтый).

Поверх присыпанного газопровода проложенного с применением полиэтиленовых труб укладывается полиэтиленовая сигнальная лента с надписью «ГАЗ».

Отключающие устройства с применением переходов полиэтилен-сталь заводского изготовления выполняются надземного исполнения. Из стальных труб и отводов,

переходов и других соединительных деталей. (переход полиэтилен-сталь от выхода из земли устанавливается не более 10 метров без применения протекторной защиты, так как от движения газа наводится ЭДС)

Газопровод обозначается на местности опознавательными знаками закрепления, устанавливаемыми на столбах в пределах прямой видимости и на всех углах поворота трассы, в местах пересечения с подземными коммуникациями, автомобильными дорогами, водными преградами. На крановых узлах, газорегуляторных пунктах, и в местах возможных утечек газа (загазованности атмосферы) устанавливаются соответствующие предупреждающие и запрещающие знаки, наносятся маркировочные надписи.

2.1.5 Газорегуляторные пункты.

- От АГРС-20-1/75/6-ХЛ1 до населенного пункта проложить газопровод высокого давления с установкой ГРПШ-15-2ВУ-1 с основной и резервной линией редуцирования на базе 2-х регуляторов давления газа РДБК-100В с измерительным комплексом на базе турбинного счетчика газа СГ16МТ- G1000 и эл. корректором газа miniElcor, с обогревом ОГШН – 1шт, ГРПШ-13-2ВУ-1 с основной и резервной линией редуцирования на базе 2-х регуляторов давления газа РДГ-50В/45 с измерительным комплексом на базе турбинного счетчика газа СГ16МТ- G650 и эл. корректором газа miniElcor, с обогревом ОГШН – 1шт. для редуцирования высокого PN 0,6 МПа давления на среднее PN 0,3 МПа.

Для снижения среднего давления газа до выходных значений подачи газа, поддержания выходного давления на заданном уровне**,** для строительства приняты редуцирующий пункт шкафной с оборудованный клапаном предохранительным запорным (запирается превышении и понижения заданного давления) типа:

-ГРПШ-07-2У-1 с основной и резервной линиями редуцирования на базе 2-х регуляторов давления газа РДНК-1000 без измерительного комплекса, без обогрева ОГШН-25шт;

Проектные газорегуляторные пункты должны отвечать требованиям опросных листов на его изготовление, где приведены основные характеристики.

Шкафные установки монтируются на рамах заводского изготовления из металлического уголка и устанавливаются на бетонные фундаменты с креплением на анкерных болтах, подключаются к подводящему газопроводу.

Сбросной газопровод, свечи, отводящие газ от предохранительного сбросного клапана вывести на высоту не менее 4-х метров от поверхности рельефа.

Шкафные и блочные установки защищаются от прямых ударов молнии и заземляются.

Площадки ГРПШ защищаются оградой из металлической сетки высотой 1,6 метра.

2.1.6 УКЛАДКА ГАЗОПРОВОДА, ПРОДУВКА И ИСПЫТАНИЕ.

Газопровод подземной прокладки предусматривается выполнить из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11, SDR17 открытым способом, преимущественно параллельно рельефу местности.

Глубина заложения газопровода обусловлена инженерно-геологическими свойствами и характеристиками грунтов по трассе, а также требованиями СН РК 4.03-01-2011 и составляет не менее 1,0 м от поверхности рельефа до верхней образующей трубы. Ширина траншеи по дну и величины откосов приняты в соответствии с требованиями СН РК 5.01-01-2013, СНиП РК 3.05-01-2010 и СП-104-34-96 в зависимости от характеристики грунтов.

При укладке газопровода в траншею проектное его очертание достигается:

- Укладкой сваренных плетей труб на соответственно спрофилированную траншею по кривым естественного изгиба труб в пределах упругой деформации радиусом не менее 1000Дн.
- При этом должно быть обеспечено полное прилегание плоскости трубопровода спрофилированному дну траншеи. Подготовка траншеи под укладку газопровода, требования к укладке газопровода обратной засыпке траншеи в зависимости от рельефа местности, условий прохождения трассы, грунтовых, гидрогеологических и других влияющих на производство работ условий, приведены на рабочих чертежах марки ГСН. Смонтированный и уложенный в траншею газопровод подвергается продувке и испытаниям на герметичность. После проверки правильности укладки трубопровода, установки колодцев и визуального контроля качества заделки стыковых соединений траншею засыпают местным грунтом. Тщательно выполненная засыпка траншеи обеспечивает равномерную передачу нагрузки на трубопровод и основание и исключает просадку грунта над подземными сетями. Поэтому засыпку траншей следует вести строго соблюдая требования к качеству грунта, степени его уплотнения, последовательности технологических операций. После проведения предварительных испытаний по рассмотренной технологии подбивают пазухи в зоне стыков и продолжают засыпку траншеи на второй стадии — до отметки на 0,2—0,3 м выше щелыги трубы. Для засыпки используют местный однородный непучинистый грунт. На третьей стадии, когда труба защищена грунтом, послойную засыпку можно продолжать бульдозером с уплотнением вибро или пневмокатками. Толщина отсыпаемого слоя определяется мощностью уплотняющих машин (см. гл. 12). Плотность грунта обратной засыпки должна быть близка к плотности окружающего грунтового массива, но не менее 0,95 от оптимальной при укладке трубопроводов в технических зонах и 0,98—1—при их расположении под проезжей частью.

Испытание газопровода производить в соответствии с требованиями СП РК 4.03-101-2013 таблица-24, отражающей местные условия работы, составленной заказчиком совместно со строительно-монтажной организацией и утвержденной в установленном порядке, под руководством комиссии из представителей заказчика, генподрядной и субподрядных организаций, органов госинспекции по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и других заинтересованных организаций.

Законченные строительством или реконструкцией наружные и внутренние газопроводы (далее - газопроводы) следует испытывать на герметичность воздухом.

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

Если арматура, оборудование и приборы не рассчитаны на испытательное давление, то вместо них на период испытаний следует устанавливать катушки, заглушки.

Испытания газопроводов должна проводить строительная организация в присутствии представителя эксплуатационной организации.

Результаты испытаний оформляют записью в строительном паспорте.

Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопровода должна быть очищена в соответствии с проектом производства работ. Очистку полости внутренних газопроводов и газопроводов ГРП (ГРУ) следует проводить продувкой воздухом перед их монтажом.

Для проведения испытаний газопроводов применяют манометры класса точности 0,15. Допускается применение манометров класса точности 0,40, а также класса точности 0,6.

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

Сварные соединения стальных газопроводов должны быть заизолированы.

До начала испытаний на герметичность газопроводы выдерживают под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе и температуры грунта.

При испытании надземных и внутренних газопроводов следует соблюдать меры безопасности, предусмотренные проектом производства работ.

Нормы испытаний полиэтиленовых газопроводов, стальных надземных газопроводов, газопроводов-вводов из медных труб и технических устройств ГРП, а также внутренних газопроводов зданий приведены в таблице 1. Температура наружного воздуха в период испытания полиэтиленовых газопроводов должна быть не ниже минус 20°С.

Таблица 1

Рабочее давление газа, МПа	Испытательное давление, МПа	Продолжительность испытаний, ч
Полиэтиленовые газопроводы		
До 0,005	0,3	24
Св. 0,005 до 0,3	0,6	
Св. 0,3 до 0,6	0,75	
Надземные газопроводы		
До 0,005	0,3	1
Св. 0,005 до 0,3	0,45	
Св. 0,3 до 0,6	0,75	
Газопроводы и оборудование ГРП		
До 0,005	0,3	12
Св. 0,005 до 0,3	0,45	
Св. 0,3 до 0,6	0,75	

Испытания подземных газопроводов, прокладываемые в футлярах на участках переходов через искусственные и естественные преграды, проводят в три стадии:

- 1) после сварки перехода до укладки на место;
- 2) после укладки и полной засыпки перехода;
- 3) вместе с основным газопроводом.

Разрешается не производить испытания после полного монтажа и засыпки перехода по согласованию с эксплуатационной организацией.

Испытания участков переходов разрешается производить в одну стадию вместе с основным газопроводом в случаях:

- отсутствия сварных соединений в пределах перехода;
- - использования метода наклонно-направленного бурения;
- - использования в пределах перехода для сварки полиэтиленовых труб деталей с ЗН или сварочного оборудования со средней и высокой степенью автоматизации.

Результаты испытания на герметичность считают положительными, если в течение испытания давление в газопроводе не меняется, то есть не фиксируется видимое падение давления манометром класса точности 0,6, а по манометрам класса точности 0,15 и 0,4, а также жидкостным манометром падение давления фиксируется в пределах одного деления шкалы.

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

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов, следует устранять только после снижения давления в газопроводе до атмосферного.

После устранения дефектов, обнаруженных в результате испытания газопровода на герметичность, проводят повторное испытание.

Стыки газопроводов, сваренные после испытаний, должны быть проверены физическим методом контроля.

Стыки газопроводов, подлежащие контролю физическими методами производить в соответствии с требованиями СП РК 4.03-101-2013 таблица-22. Контролю физическими методами подлежат стыки законченных строительством участков газопроводов, выполненных электродуговой и газовой сваркой (газопроводы из стальных труб), а также сваркой нагретым инструментом встык (газопроводы из полиэтиленовых труб), в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2

Газопроводы	**Число стыков, подлежащих контролю, % общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте**
Надземные и внутренние газопроводы природного газа	5, но не менее одного стыка
Подземные газопроводы природного газа давлением: -до 0,005 МПа включ. -св. 0,005 до 0,3 МПа включ. -св. 0,3 МПа - Подземные газопроводы природного газа давлением св. 0,005 МПа, прокладываемые вне поселений за пределами черты их перспективной застройки	 10, но не менее одного стыка 50, но не менее одного стыка 100
Подземные газопроводы всех давлений, прокладываемые под магистральными дорогами и улицами с капитальными типами дорожных одежд, а также на переходах через водные преграды, во всех случаях прокладки газопроводов в футляре (в пределах перехода и по одному стыку в обе стороны от пересекаемого сооружения)	100

Обязательному контролю физическими методами не подлежат стыки полиэтиленовых газопроводов, выполненные на сварочной технике высокой степени автоматизации, аттестованной и допущенной к применению в установленном порядке

Контроль стыков стальных газопроводов проводят ультразвуковым - по ГОСТ 14782, методами. Стыки полиэтиленовых газопроводов проверяют ультразвуковым методом по ГОСТ 14782.

По степени автоматизации сварочные аппараты для стыкового соединения полиэтиленовых труб и деталей подразделяют на:

а) аппараты с высокой степенью автоматизации - сварочные аппараты (машины), имеющие компьютерную программу основных параметров сварки, компьютерный контроль их соблюдения в ходе технологического процесса, компьютерное управление процессом сварки и последовательностью этапов технологического процесса в заданном программой режиме (в том числе автоматическое удаление нагревательного инструмента), регистрацию результатов сварки и последующую выдачу информации в виде распечатанного протокола на каждый стык по окончании процесса сварки;

б) аппараты со средней степенью автоматизации - сварочные машины, имеющие частично компьютеризированную программу основных параметров сварки, полный компьютеризированный контроль соблюдения режима сварки в течение всего цикла, а также осуществляющие регистрацию результатов сварки и их последующую выдачу в виде распечатанного протокола;

в) аппараты с ручным управлением - машины с ручным управление процессом сварки при визуальном или автоматическом контроле соблюдения режима сварки в течение всего цикла. Режимы сварки регистрируются в журнале производства работ или выпускаются в виде распечатанного протокола с регистрирующего устройства.

2.2. Пересечение проектируемого газопровода с коммуникациями, водными преградами требующих бестраншейного метода прокладывания.

Переход газопровода через действующие коммуникации Кульсаринского ЛПУ.

Проектом предусмотрен переход газопровода высокого давления от АГРС "Кульсары" - в мкр. Болашак, Жылыойского района через действующие коммуникации Кульсаринского ЛПУ (МГ Лупинг САЦ-2, МГ САЦ-3, МГ САЦ-4, МГ Лупинг САЦ-4, МГ САЦ-5, вдольтрассовая ЛЭП-10кВ ЭХЗ МГ "САЦ", кабель связи МКСБ 4х4х1,2мм, водопровод) на 596,5км методом ГНБ. Диаметр проектируемого газопровода высокого давления Ø315х28,6, проектное давление 0,6МПа. Проектом предусматривается объем работ по контролю сварных соединений; укладка газопровода в траншею, испытания газопровода.

Переход выполнить методом горизонтально-направленного бурения L=890м.

В местах пересечения проектируемого газопровода через действующие магистральные газопроводы, расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 7м, а угол пересечения не менее 60°.

Пересечение газопровода предусмотрено в защитном кожухе Ø630х57,2мм. На конце кожуха предусмотрена установка контрольной трубки. На обоих концах защитных кожухов предусмотрена установка манжет, предназначенных для герметизации межтрубного пространства между кожухом и газопроводом.

Места пересечения проектируемого газопровода с действующими коммуникациями Кульсаринского ЛПУ обозначить на местности предупредительными знаками, в т.ч. постоянными знаками «Газопровод высокого давления»

Расстояние от заземлителя и подземной части опор существующей ВЛ-10кВ до проектируемого газопровода должно быть не менее 5м.

Пересечение проектируемого газопровода с действующим кабелем связи в свету должно приниматься не менее 0,15м ниже кабеля связи. Магистральный кабель связи дополнительно заключить в футляр диаметром 110х10,0мм. в обе стороны по 2 метра от оси проектируемой перемычки, концы кожуха герметизировать, сверху на расстоянии 200-300мм проложить предупредительную сигнальную ленту с маркировкой "Не копать - ниже кабель". Для будущего развития на расстоянии 1м слева по ходу движения газа от магистрального кабеля связи на глубине 1,2м заложить дополнительный футляр диаметром 110х10,0мм в обе стороны по 2 метра от оси проектируемой перемычки.

При пересечении проектируемого газопровода с водопроводом расстояние по вертикали между ними должно быть не менее 0,5м.

При производстве земляных работ во избежания повреждений коммуникаций работы вести без применения ударных инструментов.

Испытание газопровода производить в соответствии таблице-24 СП РК 4.03-101-2013 «Газораспределительные системы». Контроль физическими методами газопровода производить в соответствии таблице-22 СП РК 4.03-101-2013 «Газораспределительные системы».

Производство и приемку работ по строительству газопровода выполнять в соответствии с требованиями СН РК 4.03-01-2011 «Газораспределительные системы», СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы».

Переход через проток Курсай, впадающая в озеро Камыскуль, выполнять с использованием метода горизонтально-направленного бурения, позволяющего: обеспечить надежную защиту от внешних механических повреждений перехода за счет заглубления трубопровода значительно ниже линии предельных деформаций дна и берегов, а также за счет использования при строительстве высококачественных труб с заводским полимерным покрытием усиленного типа; значительно сократить продолжительность прокладки подводного трубопровода по сравнению с традиционным способом строительства; сохранить при строительстве и эксплуатации естественный режим водной преграды; исключить необходимость проведения берегоукрепительных работ; сохранить объем. Величина заглубления трубопровода и футляра, уложенного с бровки траншеи, принята не менее 2,0 м до верхней образующей трубы. Вход и выход газопровода должны быть за пределами водоохраной полосы.

Метод горизонтального направленного бурения.

Из приведенной ниже таблицы, выбираем установку ГНБ Vermeer Navigator D100x120 Series II, так как в «Справочнике инженера-сметчика» Сборник 4., на эту установку имеются необходимые нам данные по скорости проходки скважин.

ГНБ оборудование: *Vermeer Navigator D100x120 Series II*

Характеристики	Значение параметра
Длина, мм	10410
Ширина, мм	2360
Высота, мм	3000
Вес (со штангами), кг	17872
Модель двигателя	John Deere 6068
Мощность, л.с.	225
Топливный бак, л	284
Макс. крутящий момент, Нм	16270
Сила протяжки, кг	45359
Скорость вращения шпинделя, об/мин	140
Длина буровых штанг Firestick, см	610
Диаметр бурения, мм	89
Вес, кг	150
Радиус изгиба, м	60
Макс. расширение, мм	1000
Объем подачи буровой смеси, л/мин	757
Длина прокладки, м	900

Диаметр расширителя, мм	Скорость посадки, м/ч
Пилотная скважина $d_{пил.}$ =114	12,0 - 15,0
Расширитель d_1 = 450	3,7-5,7
Расширитель d_2 = 850	0,7-0,9

Примечания:

1. При протаскивании трубопровода к скорости последнего расширения применяется коэффициент 0,8;

2. Скорость бурения меняется в зависимости от категорий грунтов, материала и массы прокладываемого трубопровода;

3. Данные получены при бурении в грунтах I - II категории буримости и прокладки полиэтиленового трубопровода дл. до 100 м.

Сводная ведомость объемов работ

№/№	Наименование работ	Ед. изм.	Количество	Примечание
I	***Мобилизация***			
1	Перебазировка установки ГНБ	комплекс	1	
II	***Работы по строительству перехода под ж/д***			
	Подготовительные работы			
2	Устройство площадки бурения	шт	1	
	Основные работы			
3	Устройство шурфов у инженерных коммуникаций	шт	5	
4	Бурение пилотной скважины ф114	м	890	
5	Расширение ствола скважины до ф850	м	890	
6	Протягивание трубы-футляра ф630	м	890	
III	Демонтаж установки ГНБ	комплекс	1	

С начала 2001 года в Казахстане большое распространение получила технология бестраншейной прокладки трубопроводов методом горизонтального направленного бурения (ГНБ).

Сущность метода ГНБ заключается в бурении пилотной скважины по трассе прокладываемого трубопровода с последующим обратным прохождением расширителя для увеличения диаметра скважины. Трубопровод прикрепляется к расширителю и протаскивается к начальной точке бурения.

Бурение скважины производится установками ГНБ, формирующими криволинейную скважину любой заданной конфигурации в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

Управление буровым инструментом и определение его местонахождения осуществляется электронной системой локации (трассоискателем) или управляющим компьютером с пульта управления установки.

Перед началом бурения производится измерение длины буровой трассы, протяженность скважины и её максимальная глубина от поверхности земли для правильного выбора марки установки ГНБ и режимов производства работ.

Установка ГНБ позволяет решить следующие основные задачи:

- бестраншейная прокладка трубопроводов в стесненных условиях, где нет возможности применять землеройную технику;

- прокладка трубопроводов под автомобильными дорогами и железнодорожными путями без разрушения дорожного полотна и насыпи;

- прокладка трубопроводов под или над другими подземными коммуникациями;

- прокладка трубопроводов под зданиями и сооружениями ниже их фундаментов;

- прокладка трубопроводов под дном небольших водных преград без разработки траншей на дне водоема

Основными факторами, ограничивающими возможности применения способа горизонтального направленного бурения, являются: крупнообломочные грунты; грунты с включением валунов и гальки; грунты песчаные, глинистые и гравелистые (с содержанием гравия более 30 %).

Невозможна прокладка трубопроводов в плывунах (при коэффициенте текучести грунта IL > 1) из-за невозможности создания стабильного бурового канала).

Затруднена прокладка трубопроводов в рыхлых песках (при коэффициенте пористости e > 0,7) из-за сложности создания прочных стенок бурового канала.

Основными производителями установок ГНБ являются следующие компании Vermeer, Ditch Witch, RobbinsTractoTechnik, Straightline, American Augers, Case и др.

Технология выполнения работ

После перевозки установки ГНБ и сопутствующего технологического оборудования с базы механизации на объект производства работ, для выполнения буровых работ подготавливается площадка для размещения:

- буровой установки;
- генератора;
- контейнера для хранения строительных материалов;
- служебных помещений для персонала;
- приводного блока;
- подставки для хранения буровых штанг и т.д.

Производится рытье ямы для бурового входа и ямы для временного хранения использованной буровой смеси.

Принципиальная схема размещения установки ГНБ на площадке приведена на рис.2

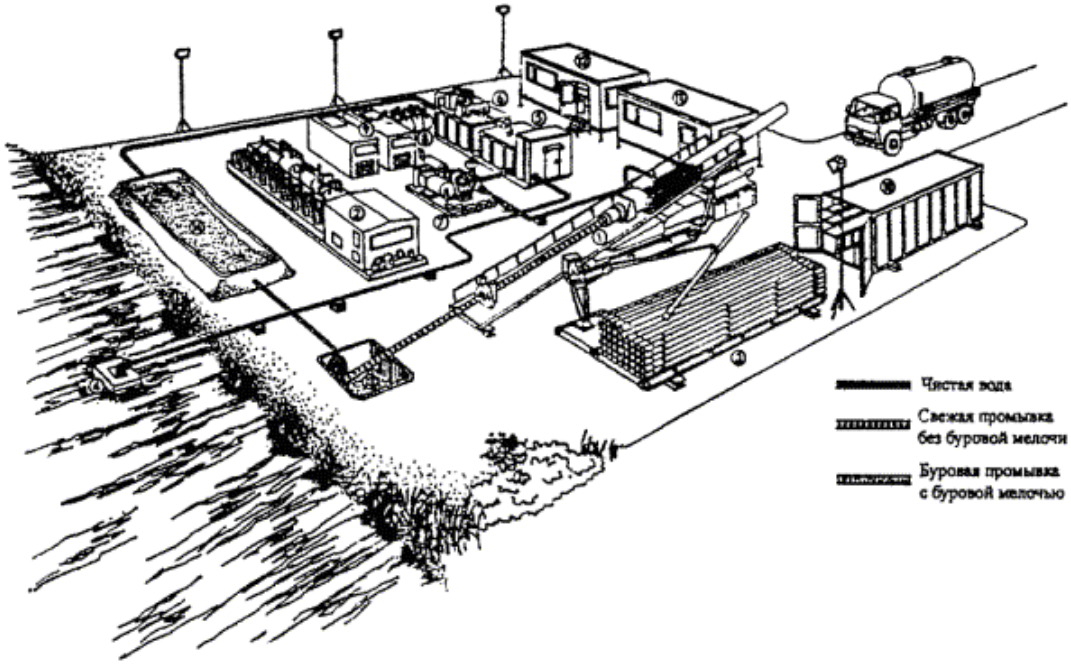


Рис. 2. Схема размещения установки ГНБ на строительной площадке

1. Буровая установка ГНБ
2. Пульт управления (приводной блок)

3. Склад буровых штанг
4. Водяной насос
5. Промывочный блок
6. Резервуар для приготовления буровой смеси
7. Промывочный блок
8. Генераторы
10. Контейнеры для материала
11, 12. Служебные и бытовые помещения
13. Буровой вход
14. Буровая промывочная яма (для временного хранения использованной промывки)

Установка ГНБ устанавливается в точке бурения и закрепляется анкерными стойками и фиксируется упорными устройствами рассчитанные на двойное тяговое усилие, которое может развить установка.

Место производства буровых работ следует огородить. Ширина ограждения должна составлять не менее 1,5 м.

Работы по бурению и протаскиванию трубопровода в буровой канал выполняются в следующей последовательности:

- пилотное бурение;
- выход бура на поверхность в заданной точке;
- замена бурового инструмента расширяющим;
- закрепление за расширяющим инструментом протаскиваемого трубопровода или штанг;
- протаскивание трубы в буровой канал.

В протаскиваемую трубу вставляется распорный ниппель или надевается защитный оголовок. Соединение с расширительной насадкой осуществляется при помощи вертлюга. Для этого тяговая насадка вертлюга вставляется в вилочную головку расширителя так, чтобы отверстия совпадали. Задняя тяговая насадка вертлюга соединяется с вилочной головкой тяговой насадки-штекера, после чего крепится к вилочной головке распорного ниппеля.

Для защиты вертлюга от попадания грязи и предотвращения тормозного эффекта рекомендуется при протаскивании трубопровода использовать отрезок полиэтиленовой трубы.

При благоприятных грунтовых условиях и относительно небольших расстояниях бурения расширение скважины возможно производить с одновременным затягиванием трубы по схеме приведенной на рис. 3.

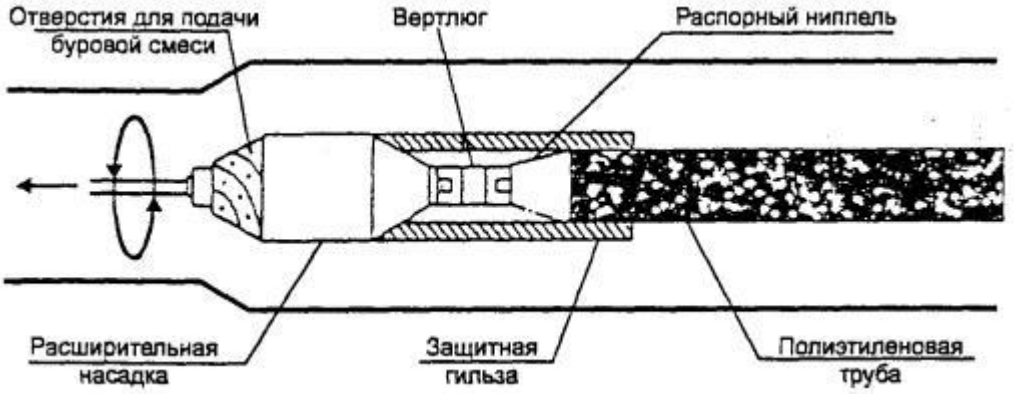


Рис. 3. Схема протаскивания трубопровода в буровой канал с расширителем.

Диаметр бурового канала для протаскивания трубопровода определяется проектом и зависит от возможностей бурильной установки, применяемого оборудования, длины и диаметра прокладываемого трубопровода, но должен быть не менее, чем на 40 % больше наружного диаметра протаскиваемой трубы.

При протаскивании трубопровода в буровой канал, с целью уменьшения силы трения рекомендуется использовать роликовые подставки. Схема протаскивания трубопровода в буровой канал без расширителя, приведен на рис. 4.

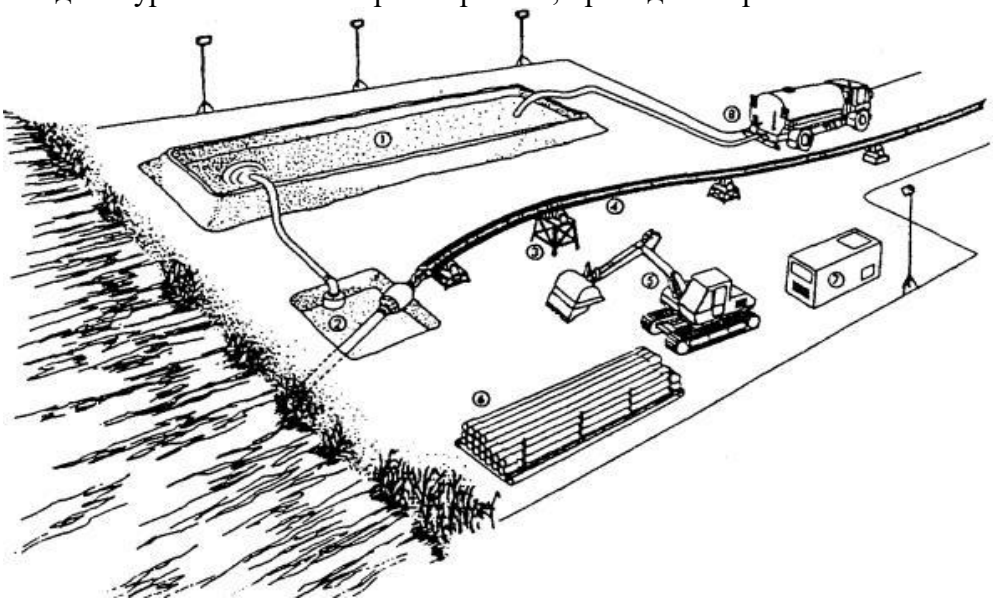


Рис. 4. Схема протаскивания трубопровода в буровой канал без расширителя

1. Промывочная яма (для временного хранения использованной промывки)
2. Яма на выходе
3. Роликовая подставка
4. Трубопровод
5. Экскаватор
6. Склад буровых штанг
7. Генератор
8. Транспорт для подготовки

Для оптимизации процесса бурения (управляемости буровой головки и условий протаскивания труб) определяются составы грунтов по трассе прокладываемого трубопровода, а затем назначаются необходимые режимы производства работ.

Утилизация бурового раствора

В процессе производства работ отработанная буровая смесь временно храниться в специальной яме. После окончания работ отработанный буровой раствор должен вывозиться со строительной площадки с помощью откачки илососной машины до специального полигона. Яма для временного хранения должна быть засыпана с разравниванием грунта.

2.3. Электроснабжение

Данный раздел проекта выполнен на основании задания на проектирование в соответствии с чертежами смежных разделов рабочего проекта.

Предусмотрены следующие проектные решения:

Устройство внешнего электроснабжения объекта, а именно: сооружение ЛЭП-10кВ с КТПН-25/10/0,4кВ;

Устройство заземления КТПН;

Устройство ограждения КТПН;

Устройство силовой кабельной линии от КТПН до дизель генератора с АВР ;

Устройство силовой кабельной линии дизель-генераторной установки до операторной и станции ЭХЗ;

Таблица 5 - Технические показатели электроснабжения.

Наименование	Ед. изм	Числовое значение	Примечание
Напряжение КТПН на высокой стороне	кВ	10	
Напряжение КТПН на высокой стороне	В	380/220	
Номинальная мощность КТПН	кВА	25	
Установленная мощность потребителей	кВт	20	Согласно ТУ
Напряжение вводного устройства	В	380/220	
Разрешенный коэффициент мощности	-	не менее 0.93	
Протяженность КЛ-0.4кВ (W1)	км	0.83	по плану

ЛЭП-10кВ с КТП-25/10/0,4кВ

Архитектурно – строительные и конструктивные решения.

Рабочим проектом предусмотрены следующие архитектурно-строительные сооружения.

- Фундамент под КТПН;
- Ограждение КТПН;

Фундамент под КТПН.

Предусмотрено устройство фундамента незаглубленного типа. Фундамент предусмотрен сборный из железобетонных блоков марки ФБС 24.5.6 по ГОСТ 13579-78. Основание для фундамента принято из гравийной песчаной смеси по ГОСТ 25607-2009.

Ограждение КТПН.

Предусмотрено устройство защитного металлического ограждения с калиткой для КТПН.

Ниже приводится характеристика ограждения:

- Ограждения изготовлены из оцинкованной плетеной сетки;
- Высота ограждения – минимум 2,0 метра до верха;
- Габариты ограждения – 4,0х4,0м;
- Калитка для персонала – одностворчатая шириной 1м и высотой 2,0м;
- До монтажа все металлические части ограждения окрашиваются за 2 раза эмалью АК-1316 (ТУ 6-27-287-2002) по грунтовке ГФ 021 (ГОСТ 25129-82).

Фундаменты ограждения – монолитные, выполнены из бетона класса В15.

Бетонирование и уход за бетоном производить в соответствии с требованиями СНиП 2.03.01.-84 «Бетонные и железобетонные конструкции».

Электротехническая часть.

Предусмотрены следующие проектные решения:

- сооружение ЛЭП-10кВ;
- установка КТПН-25/10/0,4кВ вне территории объекта.

Для электроснабжения объекта предусмотрено устройство ЛЭП-10кВ с КТПН-25/10/0,4кВ. Размещение КТПН предусмотрено за территории проектируемого объекта. Согласно ТУ №27-3164 от 20.05.2022г., выданные ТОО "Атырау Жарык"., электроснабжение объекта предусмотрено по ВЛ-10кВ от сущ. ВЛ-10кВ опоры №5 Ф.2 "Д" ПС-35/10кВ №14а "Курсай". Точка подключения проектируемой ЛЭП – существующая опора ВЛ-10кВ.

ЛЭП выполнена по ВЛ-10кВ.

Провод принят марки СИП 3 сечением 50 мм^2

Строительство ВЛ предусмотрено по действующему типовому проекту 27.0002. К установке приняты опоры на базе стойки СВ105.

Стойка опоры устанавливается в пробуренный шурф глубиной 2,5-3 м и диаметром 350-450 мм.

При организации пересечений и сближений проектируемой ЛЭП с существующими инженерными сетями и коммуникациями учтены требования следующих нормативных документов:

- СН РК 3.01-03-2011;СНиП II-89-80* «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СНиП РК 3.01-01-2008 «Градостроительство, планировка и застройка городских и сельских населенных пунктов»;
- «Об утверждении Правил устройства электроустановок» (Приказ Мин. энергетики РК №230 от 20.03.2015).

Размещение и монтаж КТПН.

Место установки подстанции и расстояние до соседних сооружений соответствует правилам пожарной безопасности и правилам устройства электроустановок, а также обеспечены:

- пожарный подъезд;
- выкатка и транспортировка силового трансформатора;
- свободный приток и отвод воздуха через жалюзи.

КТПН устанавливается на подготовленный фундамент и заземляется.

Устройство и принцип работы КТПН.

Конструкция КТПН выполнена в виде металлического контейнера, разделенного на три отсека:

- Трансформаторный отсек;
- Устройство высокого напряжения (УВН);
- Распределительное устройство низкого напряжения (РУНН).

Высоковольтная линия 10кВ присоединяется через высоковольтный ввод через отверстие в основании подстанции (кабельный ввод) к УВН.

УВН состоит из камер КСО-393М: вводная камера; трансформаторная камера и 2 отходящие линии. Ошиновка сборных шин камер и воздушный ввод выполнены алюминиевыми шинами маркой АДЗ1Т. Ошиновка силового трансформатора выполняется шинами или гибкими связями по усмотрению производителя.

РУНН состоит из низковольтного щита и панелей типа ЩО-70-3-ХХ-М. В низковольтном щите располагаются коммутационные аппараты: рубильники с предохранителями (типа РПС), аппараты автоматики и учета.

Обслуживание трансформаторного отсека осуществляется через распашные ворота. В целях безопасности обслуживающего персонала за воротами устанавливается барьер, изготовленный из деревянного бруса, окрашенного в красный цвет. В трансформаторном отсеке предусмотрен маслосборник, рассчитанный на 20% объёма масла в трансформаторе. Вентиляция трансформаторного отсека осуществляется через вентиляционные решетки, расположенные снизу и сверху ворот.

Работа КТПН рассматривается по главной схеме. Напряжение высоковольтной линии подается через включатели нагрузки и высоковольтные предохранители на выводы трансформатора. Пониженное до 0,4кВ напряжение через вводные коммутационные аппараты подается на силовые фидеры и фидер уличного освещения. КТПН имеет следующие защиты:

На стороне высшего напряжения:

- от атмосферных перенапряжений путем установки вентильных разрядников в РУ-10кВ КТПН;
- от многофазных коротких замыканий;

На стороне низшего напряжения:

- от перегрузки, однофазных и многофазных коротких замыканий силовых фидеров;

- от коротких замыканий фидера уличного освещения, цепей внутреннего освещения подстанции;
- от атмосферных перенапряжений.

Измерение и учет электроэнергии.

В КТП предусматривается установка следующих измерительных приборов:

- Вольтметров на секциях шин 0,4кВ – вводная ПРЩ
- Амперметров на сторонах 0,4кВ силовых трансформаторов – вводная ПРЩ.
- Счетчика на вводе РУ-0,4кВ силового трансформатора. Тип счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.16.01, подключенного через трансформаторы тока.

Молниезащита.

Согласно СО-153-34.21.122-2003 по классификации зданий и сооружений по устройству молниезащиты проектируемый объект относится к III категории. Для защиты от атмосферных перенапряжений в РУ-10кВ КТПН предусмотрена установка вентильных разрядников.

Заземление КТПН.

Рабочим проектом предусмотрены следующие мероприятия по устройству заземления для трансформаторной подстанции:

- Рабочее заземление нулевой точки трансформатора, разрядников, а также защитное заземление корпуса трансформатора и аппаратура объединяются в общий контур заземления, который рассчитан на сопротивление не более 4 Ом. Заземляющее устройство (контур заземления) предусмотрено в соответствии с ПУЭ;
- Заземляющее устройство КТПН принято общим для напряжения 10 и 0,4кВ.
- Сопротивление заземляющего устройства должно быть Rз≤250/Iз≤4Ом в любое время года;
- Заземление камер РУ-10кВ и панелей РУ-0,4кВ осуществляется приваркой их к опорам металлоконструкций;
- Горизонтальные электроды заземления контура приняты из стальной полосы 40х4мм, вертикальные – из стального круга диаметром 16мм длиной 5м.

Заземление опор ВЛ.

- Для заземления опор на стойке в верхней ее части предусмотрен заземляющий проводник, в нижней – заземляющий выпуск. Заземляющие устройства привариваются к заземляющему выпуску на стойке. Траверсы и другие стальные элементы опор должны иметь электрическое соединение с заземляющим проводником;
- Соединение заземляющих деталей на опорах должно выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 10434-82 «Соединения контактные, электрические. Классификация. Общие технические требования» сваркой или относящимися ко второму классу болтовыми соединениями;
- Заземляющее устройство должно выполняться согласно указаниям типового проекта 3.407-150 «Заземляющие устройства ВЛ 0.4-35кВ», а также главы 2.5 ПУЭ РК;
- Все металлические нетоковедущие части электрооборудования подлежат заземлению через подключение к отдельному PEN проводнику сечением, равным фазному, который прокладывается от вводного шкафа, в соответствии с требованиями ПУЭ РК;
- Соединение частей контуров между собой, а также соединение контуров с заземляющими проводниками выполнить сваркой. Сварные швы, расположенные в земле, покрыть битумным лаком для защиты от коррозии, а на открытой площадке – краской, стойкой к химическим воздействиям. Заземляющие контуры выполняются на глубине 0,7м от поверхности земли;

Проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования проводятся в соответствии со следующими нормативными документами:

- «Об утверждении Правил устройства электроустановок» (Приказ Мин. энергетики РК №230 от 20.03.2015);
- «Об утверждении правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (Приказ Мин. Энергетики РК от 19 марта 2015г. №222);
- «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» (Приказ Мин. Энергетики РК от 30 марта 2015г. №246).

Силовая КЛ

На территории проектируемого объекта предусмотрено устройство внутриплощадочных электрических сетей, а именно:

- **Силовая кабельная линия от РУ-0,4кВ КТПН до дизель генератора с АВР**
- **Силовая кабельная линия от дизель генератора до операторной и станции ЭХЗ;**
- **Силовая кабельная линия от операторной до распределительных коробок снаружи технологического здания, распред коробки поставляются поставщиком АГРС;**

Силовая кабельная линия от КТПН до вводного устройства в здании предусмотрена по КЛ-0,4 кВ. Категория электроснабжения здания – 3. Установленная мощность электроприемников здания – 20 кВт. Напряжение сети - 220/380 В, частота переменного тока – 50 Гц. Прокладка КЛ выполняется в соответствии с типовым проектом А5-92 «Прокладка кабелей напряжением до 35 кВ в траншеях».

Для прокладки проектируемой КЛ принят бронированный кабель марки ВБбШВ по ГОСТ 16442-80. Сечение кабеля проектируемой КЛ принято в соответствии с требованиями ПУЭ РК с условием обеспечения передачу требуемой мощности до электроприемников с минимальными потерями по напряжению с учетом допустимого нагрева жил и изоляции кабелей.

Защитное заземление

Электроснабжение предусмотрено по системе типа TN-C (с глухозаземленной нейтралью). В дизель генераторе с АВР предусмотрено разделение PEN-проводника (приходящего в составе питающего кабеля) на PE и N шины с перемычкой между ними. Шина PE выполняет функции главной заземляющей шины (ГЗШ). Также предусмотрено повторное заземление нейтрали на вводе в объект путем присоединения ГЗШ к внешнему проектируемому контуру заземления. Т.о., электроснабжение групповых электрических сетей в проектируемом административном здании принято по системе типа TN-C-S. Применение системы типа TN-C-S обосновано тем, что конструктивное исполнение современных электроприемников и электроустановочных изделий ориентировано на независимое от питающей нейтрали зануление корпусов и прочих нормально нетоковедущих частей.

Для обеспечения безопасности персонала от поражения электрическим током предусматривается зануление всех проектируемых нормально нетоковедущих металлических частей электрооборудования, корпусов, трубопроводов технологического оборудования, металлических вентиляционных коробов, а также элементов каркаса здания путем присоединения через систему уравнивания потенциалов и через нулевую защитную жилу (PE-жилу) кабелей электропроводки к ГЗШ вводного щита. Заземление решено путем присоединения ГЗШ к существующему внешнему контуру заземления здания через PEN-проводник.

Для защиты людей от поражения электрическим током и для предотвращения опасной утечки тока, которая может привести к пожару в результате повреждения изоляции электропроводки или технологического оборудования в схеме питания групповых силовых и розеточных линий проектным решением предусмотрено применение УЗО (устройство защитного отключения).

Все электромонтажные работы по организации зануления и заземления следует выполнить согласно требованиям СН РК 4.04-07-2013 «Электротехнические устройства» и ПУЭ РК.

Молниезащита.

Согласно СО-153-34.21.122-2003 по классификации зданий и сооружений по устройству молниезащиты проектируемый объект относится к II категории. Для защиты от атмосферных перенапряжений предусмотрена установка двух отдельностоящих молниеприемников.

Электрохимическая защита

Проектом предусматривается установка глубинного анодного ложа и станция ЭХЗ. Посредством наведенного потенциала предусматривается защита трех подземных емкостей, трех подземных труб диаметром 89 мм (свечи) и одной подземной трубы диаметром 57 мм (слив конденсата в ёмкость).

2.4. Наружные сети канализации

Проект наружных сетей канализации разработан на основании задания на проектирование, материалов изысканий, а также в соответствии с требованиями СН РК 4.01-03-2011 "Водоотведение. Наружные сети и сооружения", СН РК 4.01-05-2002 "Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения и канализации из пластмассовых труб"

На площадке к блоку операторной проектируется сети:

- Хоз-бытовой канализации К1

Хоз-питьевое врдоснабжение

В качестве питьевой используется бутилированная вода. Для хозяйственных нужд используется привозная вода, закачиваемая в емкость, в блоке операторной. От емкости вода подается к санитарным приборам.

Хоз-бытовая канализации К1

Для отвода хозяйственно-бытовых стоков от блока операторной запроектирован выпуск канализации (К1). Проектируемый выпуск прокладываются безнапорными канализационными трубами НПВХ Ø110мм по ГОСТ Р 54475-2011. Отвод стоков производится в проектируемый выгреб объемом 3,5м³ (см. раздел АС лист-26). Выпуск канализации необходимо заключить в футляр из трубы HDPE 100 SDR 11 Ø315х28,6 ГОСТ 18599-2001.

Основание для труб канализации- естественное. При засыпке трубопроводов над верхом трубы предусмотреть устройство защитного слоя из песчаного или мягкого грунта толщиной не менее 30 см, не содержащего твердых включений.

Перед производством земляных работ провести согласование со всеми организациями, имеющими подземные коммуникации в данном районе, выполнить шурфы на пересекаемых коммуникациях для определения глубины заложения этих коммуникаций.

Монтаж, испытание и приемку работ по сетям канализации производить согласно СН РК 4.01-03-2013 и СП РК 4.01-103-2013 "Наружные сети и сооружения водоснабжения и водоотведения", СН РК 4.01-05-2002 "Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения и канализации из пластмассовых труб".

Грунты представлены песками мелко-среднезернистыми. Нормативная глубина промерзания для песков 1,29 м. Грунтовые воды на территории площадки не вскрыты.

2.5. Тепловые сети

Рабочий проект теплоснабжения объекта: Разработка ПСД "Строительство систем газоснабжения в г. Кульсары, мкр. Болашак, Жылыойского района", разработан на основании технического задания и архитектурно-строительных чертежей.

Чертежи разработаны в соответствии с СН РК 4.02-04-2013* "Тепловые сети", СП РК 4.02-104-2013* "Тепловые сети", МСН 4.02-02-2004 "Тепловые сети".

Расчетные параметры наружного воздуха для проектирования - холодный период: минус 26.6°С.

Теплоноситель - антифриз "DIXIS-65 с температурным графиком теплоносителя 80-60°С, содержание кислорода не более 0,05…1,1 г/м³.

Для заполнения и подпитки предусмотрена подземная емкость теплоносителя объемом 1.0 м³, поставляемая совместно с блоком подгатовки теплоносителя БПТ.

Категория надежности по теплоснабжению принята- II.

Прокладка трубопроводов предусмотрена надземная 2-х трубная на опорах.

Трубы приняты по ГОСТ 30732-2006 "Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополеуретана с защитной оболочкой".

Компенсация тепловых удлинений осуществляется за счет углов поворотов.

Спускники теплосети установить в нижних частях тепловых сетей в зданий Отсек подогрева теплоносителя. Воздухоотводчики установить в верхних частях теплосети в зданий Отсек подогрева теплоносителя. Уклон тепловых сетей применить не менее 0.002. Запорная и дренажная арматура принята по ГОСТ 30732-2006.

Трубопроводы укладываются на скользящие опоры шагом 1.7м для труб Ø32мм.

После завершения монтажных работ следует произвести проверку сварных швов труб неразрушающим методом контроля - радиографическим (гамма-лучами) и гидравлическое испытание трубопроводов давлением 1,6МПа.

Изготовление и монтаж трубопроводов, контроль сварных соединений, испытание и приемку в эксплуатацию смонтированных трубопроводов необходимо осуществлять в соответствии с техническим регламентом «Требования к безопасности трубопроводов пара и горячей воды» - Постановление правительства РК от 26.01.2009г. №49 с 13.08.2009г., СП РК 4.02-104-2013 "Тепловые сети", МСН 4.02-02-2004 "Тепловые сети" и рекомендациями заводов-изготовителей изделий и материалов.

При выполнении монтажных работ, промежуточной приемке, оформлении актов освидетельствования скрытых работ, составленных по форме, приведенной в СН РК 1.03-00-2011г. «Организация строительного производства», подлежат:

- подготовка поверхности труб и сварных стыков под антикоррозийное покрытие;
- выполнение антикоррозийного покрытия труб и сварных стыков;
- гидравлические испытания;
- растяжка компенсаторов.

3 Управление производством, организация условий и охраны труда. Общие положения. Организация строительного производства

Строительство объекта должно осуществляться с разрешения государственной архитектурно-строительной инспекции. В процессе строительства должны выполняться: входной контроль поставляемых строительных материалов, изделий, оборудования и монтажной оснастки, устанавливающий их соответствие требованиям проектной документации, распространяющихся на них стандартов и технических условий; операционный контроль качества выполнения норм технологического режима всех технологических операций, проверка документирования результатов этого контроля.

В процессе ведения строительно-монтажных работ исполнитель работ обязан вести производственную и исполнительную документацию, предусмотренную действующими нормами и правилами. При окончании строительства застройщик должен подготовить объект к приемке в эксплуатацию государственной приемочной комиссией.

В течение всего срока строительства должен обеспечиваться доступ на строительную площадку представителей органов государственного надзора, технадзора заказчика и авторского надзора. В течение срока строительства должны обеспечиваться безопасность производимых работ для окружающей среды, территории и населения, обеспечение безопасности труда на строительной площадке, выполнение требований местной администрации по поддержанию порядка на прилегающей к строительной площадке территории. В случае обнаружения в ходе работ объектов, имеющих историческую, культурную или иную ценность, исполнитель должен приостановить ведущиеся работы, известив об обнаруженных объектах органы предусмотренные законодательством.

До начала строительства строительная площадка и опасные зоны работ за ее пределами должны быть ограждены в соответствии с требованиями СНиП РК 1.03-05-2001.

При въезде на площадку должны быть установлены информационные щиты с указанием наименования объекта, названия застройщика, генподрядчика, фамилии, должности и телефон ответственного производителя работ по объекту. В течение всего срока строительства исполнитель работ несет предусмотренную законом ответственность за соблюдение предъявляемых к площадке требований СНиП РК 1.03-05-2001 и других действующих нормативных документов по охране труда, за охрану окружающей среды, безопасность строительных работ для окружающей территории и населения. В течение всего срока строительства исполнитель работ обеспечивает устройство эксплуатацию, развитие и ликвидацию временных инженерных сетей, дорог и транспортных сооружений, складских площадок, бытовых и иных временных зданий и сооружений общего пользования для всех участников, а также рекультивацию земель на территории площадки.

При производстве демонтажных, монтажных работ, каменной кладки, сварочных и других работ, выполнять требования СНиПов в части «Правила производства и приемки работ» и СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техники безопасности в строительстве».

Основными техническими решениями по обеспечению необходимой безопасности являются:

Размещение оборудования с учетом безопасных расстояний, указанных в соответствующих нормативных документах;

Осуществление надзора с помощью контрольно-измерительных приборов;

Установка датчиков обнаружения возгорания;

Проведение работ по изоляции оборудования;

Обеспечением вентиляционным оборудованием;

Обеспечение первичными средствами пожаротушения;

Обеспечение нормативной документацией по охране труда и техники безопасности.

Опасные и вредные производственные факторы

К опасным и вредным производственным факторам на строительной площадке объекта относятся:

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;

Запыленность воздуха рабочей зоны;

Шум и вибрация строительных машин и оборудования;

Повышенная скорость ветра;

Нарушенная электрическая изоляция токоведущих частей оборудования, касание которой может привести к поражению электрическим током;

Риск от падения плохо закрепленного груза.

Требования к безопасному обустройству и содержанию территории

Устройство производственной территории, и ее техническая эксплуатация, соответствующая требованиям строительных норм и правил, санитарных норм и других нормативных документов по охране труда РК.

В процессе производства строительно-монтажных работ, строительную площадку предусматривается оградить во избежание допуска на ее территорию посторонних лиц.

Конструкция защитных ограждений должна удовлетворять следующим требованиям:

Высота ограждений производственных территорий должна быть не менее 1,6м, а участков работ – не менее 1,2;

Козырек должен выдерживать действие снеговой нагрузки, а также нагрузки от падения одиночных мелких предметов;

Ограждения не должны иметь проемов, кроме ворот и калиток, контролируемых в течение рабочего времени и запираемых после его окончания;

Строительная площадка, участки работ и рабочие места, проезды и проходы к ним в темное время суток предусматривается оборудовать освещением;

Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не допускается.

Колодцы, шурфы и другие выемки закрываются крышками, щитами или ограждены. В темное время суток указанные ограждения должны освещаться электрическими сигнальными лампочками напряжением не выше 42В. Управление производством согласно ведомственным инструкциям.

4. Строительно-монтажные работы

До начала земляных и других строительно-монтажных работ в местах расположения действующих воздушных и подземных коммуникаций, разрабатываются мероприятия по безопасным условиям труда и согласовываются с организациями, эксплуатирующими эти коммуникации.

Работы производятся под непосредственным руководством прораба или мастера, а в охранной зоне кабелей и воздушных ЛЭП, находящихся под напряжением, или действующего газопровода, кроме того, под наблюдением работников электролиний и газовой службы.

Другие требования при производстве строительно-монтажных работ регламентируются СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве» и обязательны для использования строительными и эксплуатирующими газопроводы организациями.

5. Мероприятия по охране труда и техники безопасности

Первому руководителю предприятия, его заместителям, а также другим инженерно-техническим работникам обеспечить условия труда на рабочих местах и выполнение мероприятий по охране труда и технике безопасности, изложенных в служебных положениях и инструкциях.

Вентиляция газифицированных помещений должна удовлетворять строительным нормам и правилам по размещенному в них производству.

Во время эксплуатации газового хозяйства необходимо организовать контроль за исправным состоянием газовых сетей и оборудования, инструмента, приспособлений, а так же за наличием предохранительных устройств и индивидуальных средств, обеспечивающих условия труда.

Не допускать эксплуатацию систем газоснабжения, а так же выполнения всякого рода работ, если дальнейшее производство работ, сопряжено с опасностью для работающих.

Перед выполнением любых работ необходимо провести оценку риска. Весь персонал должен быть обучен и квалифицирован для выполнения намеченных работ. При планировании необходимо учитывать одновременно проводимые работы. До начала работ необходимо разработать и проверить в действии соответствующий план реагирования в аварийной ситуации. Перед началом работ следует проверить необходимость оформления наряда-допуска. Наряд – допуск должен содержать подробную информацию об объеме работ с четким описанием опасных факторов, рисков и мер их контроля. Наряд – допуск должен утверждаться уполномоченным лицом на участке проведения работ.

При проведении огнеопасных работ и при входе в замкнутое пространство лицо, выдающее наряд – допуск в момент подписания должен находиться на участке работ.

Все лица, задействованные в работах, должны получить необходимые инструкции.

Обязательно применение минимального комплекта средств индивидуальной защиты согласно правилам объекта, а так же СИЗ, указанных в оценке риска.

- Первому руководителю предприятия, его заместителям, а так же другим инженерно – техническим работникам обеспечить безопасные условия труда на рабочих местах и выполнение мероприятий по охране труда и технике безопасности, изложенных в служебных положениях.

- Руководящим и инженерно – техническим работникам предприятия обеспечить ответственность за качество проводимой профилактической работы, за своевременное и полное выявление и устранение имеющихся нарушений правил по газовому хозяйству и других нормативных документов по технике безопасности; за выполнение мероприятий по предупреждению несчастных случаев и аварий объектов.

- Во время эксплуатации газового хозяйства необходимо организовать контроль за исправным состоянием газовых сетей и газового оборудования, также за наличием

предохранительных устройств и индивидуальных средств, обеспечивающих безопасные условия труда.

- Не допускать эксплуатацию систем газоснабжения, а также выполнение всякого рода ремонтных работ, если дальнейшее производство работ сопряжено с опасностью для жизни работающих.

- Не допускать работников, не имеющих удостоверений, прав к обслуживанию газового хозяйства.

- Эксплуатацию, обслуживание и ремонт используемого оборудования осуществлять в полном соответствии: с условиями и требованиями безопасной эксплуатации; ресурса и срока эксплуатации; порядка технического обслуживания и ремонта.

- Подвергать используемое оборудование периодическому (очередному) техническому освидетельствованию с целью проверки соблюдения правил безопасности в отношении условий эксплуатации, технического состояния, исправности действия приборов безопасности, приспособлений, предохранительных и блокировочных устройств, средств измерения и защиты, сигнализации, а также разработать необходимые мероприятия, обеспечивающие надежность работы и безопасность обслуживания.

- Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусмотреть заземление всех металлических частей электрооборудования, нормально не находящихся под напряжением. В качестве проводников заземления использовать нулевой провод сети и шину заземления, проложенную по внутренней стене здания. Заземлению также подлежат отопительные котлы, трубопроводы, дымовые трубы, заземление выполнить согласно ПУЭ.

6. Мероприятия по предупреждению возникновения аварийных ситуаций.

Газопровод предназначен для транспортировки природного газа, который относится к взрывопожароопасным веществам, а по токсикологической характеристике – к веществам 4-го класса опасности по ГОСТ 12.1.007-76 (вещества малоопасные). В закрытых помещениях при содержании его по объему более 19% он обладает удушающим воздействием на человека, концентрационные пределы воспламеняемости в смеси с воздухом по метану от 5% до 15%.

Природный газ легче воздуха в два раза, в связи, с чем не оказывает вредного воздействия на грунтовые воды, грунт или гумусовый слой. Неисправное оборудование, загазованные зоны могут быть очагом взрывов, пожаров, отравление (удушения) людей и животных.

Исходя из потенциальной опасности, проектом предусмотрены мероприятия, обеспечивающие сохранность зданий, сооружений, системы газопроводов и безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта:

- создание надежной герметичной системы трубопроводов, запорной арматуры и оборудования;

- применение сертифицированных материалов и оборудования, отвечающих требованиям СН РК 4.03-01-2011, Требований промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов, техническим условиями и стандартами на изготовление;

- размещение, прокладка газопроводов и производство строительно – монтажных работ согласно требований промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов, СН РК 4.03-01-2011, и других действующих нормативных документов;

- защита сетей от превышения расчетного давления газа и прочих негативных воздействий;

- применение приборов безопасности и автоматических отключающих устройств;

- организация службы газового хозяйства и эксплуатация системы газопроводов в соответствии с правилами безопасности.

7. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуации природного и техногенного характера.

Проектом выполнены нормативные требования, которые учитывают все возможные чрезвычайные обстоятельства при эксплуатации объекта. Не учитываемыми чрезвычайными дополнительными ситуациями в нормативных требованиях могут быть ситуации связанные с техногенными и природными ситуациями, сверхкритических параметров, не предусмотренных нормативными документами, а также с действиями террористического или военного характера.

Чрезвычайные (аварийные) ситуации техногенного характера могут возникнуть в ряде случаев, например, таких как нарушение механической целостности отдельных агрегатов, механизмов, установок; сосудов, работающих под давлением, трубопроводов; возгораниях и взрывах утечек горючих газов.

Для повышения надежности работы и предотвращения чрезвычайных (аварийных) ситуации проектирование, строительство и эксплуатация оборудования должны осуществляться в строгом соответствии с действующими Нормами, Правилами и Инструкциями.

• управление технологическим оборудованием предусматривается со щитов управления, где сконцентрированы контрольно-измерительные приборы, устройства защиты, управления и сигнализации. При отклонении параметров от заданных значений срабатывает технологическая сигнализация, а при более глубоких отклонениях срабатывают либо локальные защиты, либо происходит отключение оборудования;

• компоновка основного и вспомогательного оборудования обеспечивает возможность свободного прохода людей при его обслуживании, ремонте или эвакуации. Расположение арматуры на трубопроводах предусматривается в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта.

• для опорожнения трубопроводы снабжаются в требуемом количестве продувочными свечами.

• горячие поверхности оборудования и трубопроводов покрываются тепловой изоляцией.

Такие ситуации предусматриваются при разработке внутренних общих планов предприятия мероприятий по ликвидации последствий таких ситуаций.

В соответствии с Законом РК от 03.04.2002 года «О промышленной безопасности на опасных производственных объектов» п.314-II, по вопросам предупреждения ликвидации чрезвычайных ситуаций, предприятие обязано выполнить декларацию безопасности промышленного объекта

• документ, информирующий о характере и масштабах возможных чрезвычайных ситуаций на промышленном объекте и объявляющий о принятых собственником мерах по их предупреждению и ликвидации на этапах ввода в эксплуатацию, его функционирования и вывода из эксплуатации.

Эксплуатационной организации необходимо внести в «Инструкцию действий персонала при чрезвычайных ситуациях» пункт о порядке проведения аварийного отключения запорной арматуры при возникновении чрезвычайных ситуаций.

В соответствии с Законом РК «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера от 05.07.96, Законом РК «О гражданской обороне» от 07.05.97 в процессе эксплуатации объектов должна быть разработана необходимая нормативно-техническая документация по следующим направлениям:

• Защита рабочих и служащих от оружия массового поражения, эвакуация в загородную зону, обеспечение индивидуальными средствами защиты;

• Разработка планов ГО на мирное время и особый период;

• Организация и подготовка руководящего состава, органов управления, сил ГО и ЧС к активным действиям угрозы и возникновения ЧС;

• Подготовка и участие в командно-штабных учениях и тренировках, проводимыми органами ЧС;

Взаимодействие с другими службами города по локализации и ликвидации ЧС природного и техногенного характера;

• Разработка и проведение мероприятий по устойчивой работе системы теплогазоснабжения.

В плановом порядке должны будут проводиться учебно-тренировочные занятия. Команды оснастить необходимым инвентарем и оборудованием.

• организация временных источников сетей водо-тепло и электроснабжения, устройство телефонной и радиосвязи, организацию диспетчерской службы.

• последовательную перебазировку в район строительства производственных подразделений.

В первую очередь перебазируются производственные подразделения, которые занимаются обустройством пунктов приема грузов, жилых городков, производственных баз, освоением района строительства, инженерно-технической подготовкой и др., первоочередными работами, затем перебазируются основные подразделения, входящие в производственные потоки, бригады и участки.

Ликвидация аварий и их последствии, а также ликвидация последствий чрезвычайных ситуации, стихийных бедствии на объектах газораспределительных сетей, должны выполняться силами аварийно-восстановительных служб (АВС) с привлечением производственного персонала и в необходимых случаях сил и средств местных органов ГО, АЧС и МВД РК, в зависимости от тяжести (категории) аварии и возможных ее последствий по плану ликвидации возможных аварий и оперативным планам.

8. Мероприятия по вопросам соблюдения требований закона РК «О гражданской защите»

Владельцы опасных производственных объектов обязаны соблюдать требования Закона о гражданской защите, применять материалы, технологии, допущенные к применению на территории РК.

Необходимо допускать к производству работ работников, соответствующих установленным требованиям.

Не допускать посторонних лиц на объект.

Обязательно выполнять предписания по устранению нарушений, выданных государственным инспектором.

Организовать и осуществлять надзор за соблюдением требований промышленной безопасности.

Незамедлительно информировать контролирующие органы об авариях или инцидентах на опасном производственном объекте.

Проходить обучение и инструктаж по вопросам промышленной безопасности.

Предоставлять в территориальное подразделение уполномоченного органа информацию об авариях травматизме и профессиональной заболеваемости.

Информировать государственные органы достоверной информацией о состоянии промышленной безопасности на опасных производственных объектах.

Обеспечивать своевременное обновление технических устройств, материалов, отработавших нормативный срок.

Иметь резервы материальных и финансовых средств для локализации и ликвидации последствий аварий.

Обучать работников методам защиты действиям в случае возникновения аварийной ситуации.

При вводе в эксплуатацию опасных производственных объектов проводить приемочные испытания с участием представителя территориального подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

9. Мероприятия по защите окружающей среды от загрязнения выбросами в атмосферу, организация санитарно-защитной зоны.

В проекте предусматриваются мероприятия по охране атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, земельных угодий на которые в какой-то мере оказывает влияние строительство и эксплуатация газопровода. В процессе нормальной эксплуатации газопровода вредных выбросов в атмосферу не происходит.

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу в качестве противоаварийных проектом предусматриваются следующие мероприятия:

- прокладка большей части газопровода подземная,
- контроль качества сварных стыков газопровода ультразвуковым и радиографическими методами;
- технологические процессы, связанные со снижением давления газа и подачей его потребителям, предусмотрены в герметичных аппаратах, не имеющих свободного выброса в атмосферу;
- после монтажа газопровод подвергается пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность;

Реализация указанных мероприятий повышает надежность работы оборудования, сводит до минимума возможный ущерб сельскохозяйственным угодьям, водному и воздушным бассейнам.

Отвод земель предусмотрен двух видов: постоянный и временный.

Территории, отводимые временно, необходимы для выполнения технологических операций, складирования материалов и конструкций, размещения отвалов минерального и плодородного грунта.

Временные здания и сооружения (сварочные площадки, передвижные вагончики и т.д.) размещаются на землях несельскохозяйственного назначения или свободной от застройки территории площадок.

Строительство газопровода должно выполняться при следующих условиях с целью уменьшения нарушений окружающей среды все строительно-монтажные работы должны производиться в пределах полосы отвода;

- при проведении подготовительных работ не разрешается движение строительной техники вне полосы отвода, вне дорог, которое может привести к нарушению растительного слоя;
- в целях обеспечения миграции животных протяженность незакрытых грунтом участков траншеи не должна превышать 500 м.

Проектируемые объекты сооружаются для передачи и распределения природного газа.

Указанный технологический процесс является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в окружающую природную среду (как воздушную, так и водную), а уровень шума и вибрации, которые могут создаваться оборудованием, не превышается допустимых величин.

В связи с этим проведение воздухо-, почво- и водоохранных мероприятий и мероприятий по снижению уровня производственного шума и вибрации настоящим проектом не предусматривается.

Охрана труда и техника безопасности в строительстве и эксплуатации проектируемых объектов обеспечивается принятием всех проектных решений, требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

Для обеспечения охраны труда и техники безопасности проектом предусматривается:

- использование технически совершенного оборудования;
- размещение оборудования, обеспечивающее его свободное обслуживание;
- устройство заземляющих устройств элементов электроустановок с нормируемой величиной сопротивления и конструкцией, соответствующей требованиям;
- использование при выполнении строительно-монтажных работ машин и механизмов, в конструкциях которых заложены принципы охраны труда;
- высокая степень механизации строительно-монтажных работ в соответствии с типовыми технологическими картами.

Перед вводом в эксплуатацию подводящего газопровода предусматривается продувка природным газом.

Выбросы при продувке разовые, в процессе эксплуатации они не происходят.

Природный газ, состоящий на 84 % из метана, легче воздуха (относительная плотность по воздуху равна 0,6) и при стравливании через свечу на высоте 5,0 м поднимается вверх и рассеивается на большом расстоянии от земли. Поэтому в приземном слое атмосферы он скапливаться не будет.

При эксплуатации рассматриваются аварийный выброс на газопроводе.

б) Охрана почвенно-растительного покрова.

Генеральный план и планировка территории ГРС решены с учетом рационального использования земель.

Предусмотрены мероприятия по охране почвенно-растительного слоя, т.е. срезка растительного грунта и замена его на площадях, занятых при строительстве.

Дождевые и талые воды с территории ПГБ выводятся за площадку с уклонами, предотвращающими размывание рельефа.

Мероприятия по взрывопожарной безопасности, охране труда и технике безопасности.

Проектом предусмотрены блочные газораспределительные станции заводского изготовления с размещением блоков и оборудования с соблюдением требуемых разрывов в соответствии с «Инструкцией по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности»

ГРС обеспечены автоматической системой регулирования и контроля технологических процессов.

В период эксплуатации ГРС необходимо следить за плотностью трубопроводов и арматуры, исправностью электропроводки, загазованностью технологического блока. Запрещается любого вида огневые работы вблизи оборудования при работе ГРС. Учтены требования пожара и взрывобезопасности. Обслуживание сосудов, работающих под давлением должно проводиться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Стравливать газ из рабочей емкости одоранта и из подземной емкости одоранта допускается только через соответствующий им дезодоратор.

Охрана атмосферного воздуха.

При нормальном режиме эксплуатации газопровода вредных выбросов в атмосферу не происходит. С целью предупреждения аварийных выбросов связанных с повреждением газопровода проектом предусмотрены следующие мероприятия:

1. Сортамент труб принят в строгом соответствии требований СНиП РК 3.05-01-2010
2. Устройство в траншее основания из мягкого или песчаного грунта обеспечивающих сохранность гидроизоляции газопровода.
3. Отключение аварийного участка газопровода предусмотрено отключающими линейными кранами.

При разработке ПСД для газопроводов согласно «Методических рекомендаций по согласованию и экспертизе мероприятий по охране атмосферного воздуха, разрабатываемых в предпроектной и проектно-сметной документации на строительство (реконструкцию) предприятий должны учитываться валовые выбросы вредных веществ при аварийной разгерметизации отдельных участков. В нашем случае выбросы в атмосферу природного газа возможны только в аварийных ситуациях, при повреждении газопроводов. Учитывая аэродинамические свойства природного газа (удельный вес по воздуху 0,67-0,73) наполнение

метана в приземном слое атмосферу не происходит, он поднимается и рассеивается в верхних слоях атмосферы.

В охранных зонах трубопроводов запрещается производить всякого рода действия, могущие нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов, либо привести к их повреждению, в частности: возводить любые постройки, высаживать деревья и кустарники, сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов, устраивать стоянки транспорта, свалки, разводить огонь, производить любые работы, связанные с нарушением грунта и т.д.

Для проведения работ в охранной зоне газопровода необходимо получить разрешение на проведение таких работ. Организация желающая производить работы в охранной зоне обязана до начала работ пригласить представителей эксплуатирующей организации на место производства работ. Любые работы в охранных зонах газораспределительных сетей должны производиться при строгом выполнении требований по сохранности вскрываемых сетей и других инженерных коммуникаций, а также по осуществлению безопасного проезда специального автотранспорта и прохода пешеходов.

10. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

При эксплуатации проектируемых объектов в области пожарной безопасности должны соблюдаться требования по:

1) организационным и техническим мероприятиям по обеспечению пожарной безопасности;
2) путям эвакуации людей;
3) обеспечению безопасности людей и порядку действия при возникновении пожара;

4) оснащенности и рабочему состоянию инженерных систем;
5) оснащенности и рабочему состоянию пожарной техники;
6) предотвращению распространения пожара;
7) обеспечению возможности тушения пожара;
8) содержанию территорий, зданий и сооружений, помещений;
9) обеспечению ведения аварийно-спасательных работ при тушении пожара.

Проектируемые объекты по свойствам транспортируемого природного газа относятся к опасным производственным объектам (Статьи 71. «Опасные производственные объекты» Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите», Приложение 1 Правил идентификации опасных производственных объектов, утвержденных Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 353).

Промышленная безопасность обеспечивается путем:

1) установления и выполнения требований промышленной безопасности, являющихся обязательными, за исключением случаев, установленных законодательством Республики Казахстан;
2) допуска к применению на опасных производственных объектах технологий, технических устройств, материалов, соответствующих требованиям промышленной безопасности;
3) допуска к применению на территории Республики Казахстан опасных технических устройств, соответствующих требованиям промышленной безопасности;
4) декларирования промышленной безопасности опасного производственного объекта;
5) государственного надзора, а также производственного контроля в области промышленной безопасности;
6) экспертизы промышленной безопасности;
7) аттестации юридических лиц на право проведения работ в области промышленной безопасности;
8) мониторинга промышленной безопасности;
9) обслуживания опасных производственных объектов профессиональными аварийно-спасательными службами или формированиями.

В целях обеспечения взрывобезопасности и пожаробезопасности все объемно-планировочные и конструктивные решения по зданиям и сооружениям разработаны в соответствии с действующими нормативными документами в части пожарной безопасности и учитывают требования по:

- огнестойкости сооружений;
- обеспечению эвакуационными выходами с площадок;
- огнезащите металлических конструкций.

В связи с тем, что почти все проектируемые сооружения содержат природный газ, находящийся при повышенном давлении, всю территорию расположения объектов строительства следует отнести к критической зоне. Эта зона должна быть закрыта для всех посторонних лиц, кроме обслуживающего персонала.

На дверях шкафа должна быть нанесена несмываемая контрастная надпись красного цвета: «Огнеопасно – газ». На двери шкафов должны быть нанесены знаки класса взрывоопасной зоны и категории по взрывопожарной опасности и запрещающие знаки безопасности:

- «Запрещается пользоваться открытым огнем»;
- «Запрещается курить»;
- «Вход воспрещен».

На газопроводах должно быть указано (красным цветом) направление движения потока природного газа, а на маховиках запорной арматуры – направление открытия и закрытия.

Надземные газопроводы должны быть окрашены в желтый цвет. Запорная арматура должна иметь отличительную окраску в зависимости от материала корпуса в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 52760-2010 «Арматура трубопроводная. Требования к маркировке и отличительной окраске».

В качестве взрывопожаробезопасности проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- технологические решения выполнены с учетом снижения возможности возникновения пожара;
- сбросные свечи от предохранительно-сбросных клапанов выведены самостоятельными;
- предусмотрено опорожнение системы газопроводов в автоматическом и ручном режиме через сбросные свечи;
- толщина стенки газопроводов на площадке принята с запасом прочности;
- установлены зоны безопасности в зависимости от категории объекта.

Все сооружения запроектированы с учетом требований по взрыво- и пожаробезопасности, согласно СН РК 3.01-03-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий», СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

В соответствии п.3 ст.16 Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите» «Организации, имеющие опасные производственные объекты ... обязаны: заключать с профессиональными военизированными аварийно-спасательными службами и формированиями договоры на обслуживание в соответствии с Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 347 «Об утверждении Правил обслуживания организаций, владеющих и (или) эксплуатирующих опасные производственные объекты, профессиональными аварийно-спасательными службами и формированиями» (далее - Правила) или создавать объектовые профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования для обслуживания опасных производственных объектов этих организаций.

Согласно п.9 Правил при обслуживании организаций, владеющих и (или) эксплуатирующих опасные производственные объекты, профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования обеспечивают:

1) постоянную круглосуточную готовность оперативного подразделения профессиональной аварийно-спасательной службы и формирования к выезду по сигналу «Тревога» на ликвидацию аварий и проведение аварийно-спасательных работ;
2) выполнение аварийно-спасательных работ личным составом с беспрекословным его подчинением руководителю оперативного подразделения профессиональной аварийно-спасательной службы и формирования;
3) проведение аварийно-спасательных работ до полного их завершения за исключением случаев, когда техническим руководителем опасного производственного объекта принято решение о приостановке или прекращении указанных работ.

В соответствии с вышеизложенным для обеспечения пожарной безопасности объекта эксплуатирующей организации необходимо заключить договор с профессиональными военизированными аварийно-спасательными службами и формированиями на оказание услуг по обеспечению пожарной безопасности или создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования для обслуживания опасных производственных объектов на стадии ввода объекта в эксплуатацию.

Рекомендуемый перечень услуг, оказываемых профессиональными аварийно-спасательными службами и формированиями эксплуатирующей организации должен включать:

1) Тушение пожаров на охраняемых объектах;
2) Проведение аварийно-спасательных работ;
3) Выставление пожарных постов на площадочных объектах;
4) Перекатку и испытание пожарных рукавов на внутренних пожарных кранах;

5) Проверку совместно с представителями эксплуатирующей организации работоспособности первичных средств пожаротушения, пожарной сигнализации;

6) Разработка мер пожарной безопасности при проведении огневых работ;

7) Проведение противопожарного инструктажа с персоналом охраняемых объектов, а также работниками подрядных организаций находящихся на объекте;

8) Проведение занятий по пожарно-техническому минимуму персонала эксплуатирующей организации;

9) Проведение пожарно-технических учений и противоаварийных тренировок с отработкой и уведомлением взаимодействия с государственными службами (по согласованию);

10) Разработку оперативных планов, карточек пожаротушения, участие в разработке инструкций и иных документов по пожарной безопасности требуемых на охраняемом объекте;

11) Оказание помощи руководителям охраняемых объектов в выявлении нарушений норм,

правил пожарной безопасности, а также в разработке мероприятий, направленных на устранение причин возникновения пожаров, ограничение их распространения и создание условий для успешной эвакуации людей и материальных ценностей в случае пожара;

12) Содержание пожарных частей в состоянии постоянной (круглосуточной) боевой готовности к тушению пожаров на объектах;

13) Исправное содержание и эксплуатация пожарных автомашин, первичных средств пожаротушения, пожарно-технического вооружения, пожарных рукавов;

14) Оказание содействия эксплуатирующей организации при расследовании причин возникновения пожаров, аварий;

15) Согласование плана ликвидации аварий;

16) Подготовка письменного отчета (не реже одного раза в квартал) о состоянии противоаварийной защиты и проведенной профилактической работе на охраняемом объекте эксплуатирующей организации;

17) Постоянную круглосуточную готовность оперативного подразделения профессиональной аварийно-спасательной службы и формирования Потенциального поставщика к выезду по сигналу «Тревога» на ликвидацию аварий и проведения аварийно-спасательных работ.

Первичные средства пожаротушения.

Для локализации небольших очагов горения используют воздушно-пенные и углекислотные огнетушители. Такие огнетушители, включаемые вручную обслуживающим персоналом, локализуют очаг горения до прибытия пожарных подразделений.

На территории АГРС, в соответствии с Приложением 14 Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности», утвержденные Приказом Министра внутренних дел Республики Казахстан от 23 июня 2017 года № 439, в целях выполнения первичных работ до прибытия противопожарной службы, а также ликвидации локализации возгораний предусматривается установка двух пожарных щитов ЩП-А с пожарным инвентарем (2 воздушно-пенных огнетушителя ОПВ (объемом 10л), огнетушители порошковые (ОП) 10л - 1шт, огнетушители порошковые (ОП) 5л - 2шт, лом -1шт, багор -1шт, 2 ведра, 2 лопаты (штыковая и совковая), емкость для хранения воды объемом - 0,2м3, войлочная кошма и ящик с песком вместимостью - 0,5м3).

11. Мероприятия по обеспечению комплексной безопасности и антитеррористической защищенности.

11.1 Организация постов службы безопасности

Для обеспечения оперативной связи используется телефон и носимые рации. Должностные обязанности и инструкции по действию персонала службы безопасности определяются утвержденным планом эксплуатирующих организаций.

На время проведения строительно-монтажных работ по периметру площадок строительства предусматривается установка постов охраны, ограждений и освещения вокруг охраняемых объектов в пределах полосы строительства и размещения операторной.

Проектируемые технические устройства приняты в антивандальном исполнении с запорными устройствами и механизмами, препятствующими несанкционированному вмешательству на охраняемых объектах, а также предназначенные для повышения эффективности действий сотрудников службы безопасности эксплуатирующей организации.

11.2 Системы физической защиты и охраны объекта

Жылыойский район, в котором административно находятся участки производства работ, не относится к регионам повышенной опасности конфликтов классового, межэтнического и межконфессионального характера, а также сепаратизма.

Акты проявления терроризма, связанные с организованными преступными формированиями в результате борьбы за сферы влияния, на существующем объекте отсутствуют.

Таким образом, учитывая социально-политическую обстановку, наиболее вероятным может быть проявление терроризма, связанного с целенаправленным причинением максимального ущерба объекту, заключающемся:

- в несанкционированном вмешательстве в транспортировку природного газа по проектным газопроводам;
- в проведении строительно-монтажных, земляных, сварочных и других работ с применением огня без получения соответствующих санкций и несоблюдения правил безопасности.

Террористические угрозы могут проявиться в актах техногенного террора, таких как: поджоги, подрывы, нарушения технологического процесса – (изменение режима ведения процесса, механическое воздействие на трубопровод) и, как следствие, изменение параметров технологического процесса, приводящее к взрывам, пожарам, утечкам газа или к усугубляющим их последствиям.

В качестве критериев уязвимости на период проведения строительно-монтажных работ рассматриваются следующие факторы:

- возможность доступа к объекту;
- возможность доступа к крановым узлам;
- возможность вмешательства в управление технологическим процессом строительства или повреждения этой системы и оборудования, приводящее к аварии.

Охранная зона трубопровода установлена согласно статьи 14 «Охранная зона магистрального трубопровода» Закона Республики Казахстан от 22 июня 2012 года № 20-V «О магистральном трубопроводе» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.06.2018 г.):

- вдоль трассы магистрального трубопровода - в виде земельного участка, ограниченного условными линиями, проходящими в пятидесяти метрах от оси трубопровода с каждой стороны; на землях сельскохозяйственного назначения охранная зона магистрального трубопровода ограничивается условными линиями, проходящими в двадцати пяти метрах от оси трубопровода с каждой стороны;

- вокруг технологических установок АГРС - в виде земельного участка, ограниченного замкнутой линией, отстоящей от границ территорий указанных объектов на сто метров во все стороны.

12. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. СН РК 4.03-01-2011 "Газораспределительные системы".
2. ПУЭ РК «Правила устройства электроустановок»;
3. МСП 4.03-103-2005 «Проектирование, строительство и реконструкция газопроводов с применением полиэтиленовых труб».
4. СП РК 2.04-01-2017 "Строительная климатология".
5. СН РК 2.04-21-2004 "Энергопотребление и тепловая энергия. Защита гражданских зданий".
6. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. Недра, Ленинград, 1977г.
7. А.И. Гордюхин "Измерение, расходы и количество газа, и его учет" Недра, Ленинград. 1987.
8. Hydraulic Calculator, руководство пользователя, АО "ГипроНИИгаз", г.Саратов.
9. Экология и промышленная безопасность / Сборник научных трудов. М., ООО "ВНИИГАЗ", 2003г.
10. Черный Г.Г. Газовая динамика, М., Наука, 1988, 424с.
11. Почвы Казахской ССР. Выпуск 9. Уральская область, Алматы, 1967.
12. Гидрогеологические условия Казахстана, Алма-Ата, 1975.
13. Программа "Экология" Западно-Казахстанской области на 2005-2007г. Акимат ЗКО.
14. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
15. Закон РК, 1997. Об охране окружающей среды.
16. Закон РК, 2007. Об охране атмосферного воздуха.
17. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы, 1996 г.
18. Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации, Приказ Министра ООС РК, 2004г.
19. РНД 03.4.05.01-94. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства.
20. Классификатор токсичных промышленных отходов производства предприятий РК.
21. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015 года № 209.
22. Санитарные правила от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ - 49.