«БГР ТБА" магистралды газ құбырынан магистарльді газқұбыры-бұруын, АГТС-50 және АГТС-50-ден «ПКОП» АҚ шекарасына дейін тартылатын газ құбырын салу»
жұмыс жобасы бойынша
05.04.2018 ж. № 19-0115/18

(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«APL Construction» ЖШС

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«ЮгГазПроект» ЖШС

Шымкент қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«БГР ТБА" магистралды газ құбырынан магистарльді газқұбыры-бұруын, АГТС-50 және АГТС-50-ден «ПКОП» АҚ шекарасына дейін тартылатын газ құбырын салу» жұмыс жобасы бойынша осы сараптау қорытындысы «Мемсараптама» РМК-ның Оңтүстік өңірі бойынша филиалымен берілді.

«Мемсараптама» РМК-ның Оңтүстік өңірі бойынша филиалының рұқсатынсыз осы сараптамалық қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

З А К Л Ю Ч Е Н И Е

№ 19-0115/18 от 05.04.2018 г.
(положительное)
по рабочему проекту

«Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП»

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «APL Construction»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «ЮгГазПроект»

г. Шымкент

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по рабочему проекту **«Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП»** выдано филиалом по Южному региону РГП «Госэкспертиза»

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения филиала по Южному региону РГП «Госэкспертиза»

1. НАИМЕНОВАНИЕ рабочий проект **«Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП».**

Настоящее заключение выполнено согласно договору № 01-0123 от 22.01.2018 года на экспертизу рабочего проекта между РГП «Госэкспертиза» Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан и Товарищество с ограниченной ответственностью «APL Construction» в соответствии письмом № 430 от 30.11.2017 года и №11 от 19.01.2018 года.

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «APL Construction»

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «ЮгГазПроект». Государственная лицензия №17010676 от 12.06.2017 года, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Южно-Казахстанской области». Дата выдачи приложения к лицензии №17010676 12.06.2017 года. Особые условия действия лицензии -I Категория.

ГИП Калыбеков Б.Е. Приказ о назначении ГИП №156 от 21.08.2017 года.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: Собственные средства Заказчика.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на проектирование, утвержденное директором ТОО «APL Construction» от 01.06.2017 года;

архитектурно-планировочное задание за №20/1862 от 22.11.2017 года, выданное ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства акимата г. Шымкент Южно-Казахстанской области»;

постановление акимата города Шымкент №963 от 18.10.2017 года, об установление сервитута на неделимый земельный участок площадью 12,5739га возле территории Нефтеперегонного завода ТОО «APL Construction» для подключение магистральному газопроводу на I и II нитки МГ «БГР ТБА» АГРС на один год;

постановление акимата города Шымкент №1006 от 01.11.2017 года, о предоставлении сервитута неделимого земельного участка площадью 12,5739га на один год возле территории Нефтеперегонного завода ТОО «APL Construction» для подключение магистральному газопроводу на I и II нитки МГ «БГР ТБА» АГРС;

акт выбора земельного участка №24/31 от 23.06.2017 года для подключение магистральному газопроводу на I и II нитки МГ «БГР ТБА» АГРС с площадью 10,9593га, 0,36га, 1,2546га.

акт на право временного безвозмездного замлепользования (аренды) на земелный участок площадью 0,0270га сроком на 5 лет №419504, выданный Шымкентским городским отделением Департамента земельного кадастра и технического обследования недвижимости-филиал НАО «Государственная корпорация» Правительство для граждан» по Южно-казахстанской области, регистрационным;

акт на право временного безвозмездного замлепользования (аренды) на земелный участок площадью 0,6276га сроком на 4 года 11 месяц №419908, выданный Шымкентским городским отделением Департамента земельного кадастра и технического обследования недвижимости-филиал НАО «Государственная корпорация» Правительство для граждан» по Южно-казахстанской области, регистрационным № 92 от 17.01.2018 года;

акт на право временного безвозмездного замлепользования (аренды) на земелный участок площадью 0,0348га сроком на 4 года 11 месяц №419503, выданный Шымкентским городским отделением Департамента земельного кадастра и технического обследования недвижимости-филиал НАО «Государственная корпорация» Правительство для граждан» по Южно-казахстанской области, регистрационным №93 от 17.01.2018 года;

письмо №430 от 30.11.2017 года ТОО «APL Construction» о финансирование строительства магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП» источником финансирования строительства являются собственные средства ТОО «APL Construction»;

письмо №431 от 30.11.2017 года ТОО «APL Construction», начало строительство объекта магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП» запланировано на первом полугодии 2018 года;

акт обследования газопровода МГ «БГР ТБА» I-II нитке 615,7км в месте подключения газопровода-отвода на АГРС «ПКОП» от 23.06.2017 года;

заключение об инженерно-геологических условиях по объекту «Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП», выполненный ТОО «Шымкентгеология» в 2017 году. Государственная лицензия № 17009920 от 01.06.2017 года;

топографическая съёмка, выполненная ТОО «ЮгГазПроект» в 2017 году;

Технические условия:

№ 2-62-1421 от 11.07.2017 года, выданные АО «Интергаз Центральная Азия» на присоединение проектируемого газопровода отвода и АГРС к магистральному газопроводу «БГР-ТБА» I-II нитки;

№ 2-70-2204 от 09.11.2017 года, выданные АО «Интергаз Центральная Азия» на внесение изменения в технические условия № 2-62-1421 от 11.07.2017 года,

№ 2-62-1438 от 11.07.2017 года, выданные АО «Интергаз Центральная Азия» на электроснабжение;

№ 01-09-13/5437 от 14.09.2017 года, выданные АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC» на пересечение газопровода с ВЛ.

№ 18-9-4-6/351 от 01.07.2017 года, выданные бассейновой инспекции Арал-Сырдария.

№ 40-43-02-05/1097 от 12.10.2017 года, выданные восточным филиалом АО «КазТрансОйл» Шымкенское нефтепроводное управление.

№ 15-10/2687 от 20.07.2017 года, выданные АО «Казахтелеком»;

№ 544 от 19.10.2017 года, выданные филиалом АО «Транстелеком» в городе Шымкент «Шымкенттранстелеком».

5.2 Согласования и заключение заинтересованных организаций

Экспертное заключение на соответствие требованиям промышленной безопасности рабочего проекта «Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП» №03 от 19.09.2017 года, выданное ТОО «Инженерно-технический центр промышленной безопасности». Аттестат №KZ69VEK 00000266 от 27.01.2014 года.

Письмо-согласование № KZ45VQR00008273 от 19.10.2017 года РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Южно-Казахстанской области».

Письмо-согласование № 01-09-13/5916 от 10.10.2017 года АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC».

Письмо-согласование № 40-43-02-05/1103 от 13.10.2017 года Восточный филиал АО «КазТрансОйл» Шымкентское нефтепроводное управление.

План газопровода «Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП» согласован:

ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» №РГП-169 от 17.10.2017 года;

Филиалом «Управление магистральным газопроводом Шымкент АО «Интергаз Центральная Азия от 2017 года;

ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства города Шымкент» от №245 05.12.2017 года;

ТОО «APL Construction» от 06.10.2017 года;

АО «Шымкент мұнай өнімдері» от 2017 года

ЮКПФ АО «КазТранс Газ Аймак» № 898К от 26.10.2017 года;

Восточный филиал АО «КазТрансОйл» Шымкентское нефтепроводное управление от 2017 года;

Филиал АО «Транстелеком» в городе Шымкент «Шымкенттранстелеком» от 24.10.2017 года.

ТОО «Оңтүстік Жарық Транзит» от 2017 года;

ТОО «ВлосПроектСтрой» от 19.07.2017 года;

АО «3-Энергоорталык» от 19.07.2017 года;

ТУСМ-11 от 19.07.2017 года;

ТОО «Водные ресурсы-Маркетинг» от 19.07.2017 года.

5.3 Перечень документации, предоставленной на экспертизу

Том I. Паспорт проекта.

Том II. Общая пояснительная записка.

Том III. Охрана окружающей среды.

Том IV. Инженерно-технические мероприятия ГО и ЧС решения по обеспечению комплексной безопасности и антитеррористической защищенности.

Том V. Книга 1 Чертежи и спецификации. Газопровод-отвод.

Том V. Книга 2 Чертежи и спецификации. АГРС.

Том V. Книга 2 Чертежи и спецификации. Подводящие сети.

Том VI. Генеральный план и организация транспорта.

Том VII. Книга 6 Архитектурно-строительные решения.

Том VIII. Теплоснабжение.

Том IX. Электроснабжение. Наружное электроосвещение. Молниезащита.

Том X. Система связи.

Том XI. Охранная сигнализация.

Том XII. Система видеонаблюдения.

Том XIII. Электрохимзащита.

Том XIV. Автоматизация технологических процессов.

Том XV. Проект организации строительства.

Том XVI. Сметная документация.

Том XVII. Отчет по инженерно-геологичесим изысканиям.

Том XVIII. Отчет по инженерно-геодезическим изысканиям.

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Целью строительство магистрального газопровода является газоснабжение ТОО «ПКОП», Индустриальной зоны «Оңтүстік» и Свободной экономической зоны «Оңтүстік».

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Трасса проектируемого газопровода и АГРС-50 расположена на 615,7км магистрального газопровода «БГР ТБА» в районе АО «ПКОП» и Свободной экономической зоны «Оңтүстік» и Индустриальной зоны «Оңтүстік» в в юго-восточной окрайне г. Шымкента.

Природно-климатические условия района строительства:

Климатический подрайон – IVГ.

Температура воздуха наиболее холодной (обеспеченностью 0,98) пятидневки минус 17°С.

Нормативная глубина промерзания, м: для суглинка – 0,63.

Глубина проникновения 0°С в грунт, м: для суглинка – 0,73.

Район по весу снегового покрова - I.

Район по давлению ветра - III.

Район по толщине стенки гололеда - III.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Рельеф

Поверхность изучаемой территорий представляют увалистую равнину, т.е. вторую надпойменную террасу р. Бадам. Высотные отметки проектируемой трассы колеблется в пределах 538,15-606,50 м и имеет значительный уклон с северо -востока на юго - запад.

Литологическое строение

Связанные грунты среднечетвертичного возраста предоставлены лессовидными суглинками и образуют покровную (до 10,0 м) толщу, ниже залегают гравийно-галечники, мощностью 15м.

В связи с повсеместным распространением лессовидных грунтов, зачастую обладающих просадочными свойствами, инженерно-геологическую обстановку на изучаемом участке определяет просадочность грунтов.

Засоленность и агрессивность грунтов.

По результатам химического анализа «водной вытяжки» грунтов, до глубины 2,0 м, по содержанию легко и среднерастворимых солей, согласно ГОСТ 25100-2011, грунты площадки не засолены. Величина сухого остатка колеблется в пределах 0,058-0,95 %.

Зона влажности по СНиП 2.04–03–2002 – сухая.

По нормативному содержанию сульфатов в пересчете на ионы SO_4^{11} – грунты площадки на бетон марки W4 по водонепроницаемости на портландцементе по ГОСТ 10178-85 (СНиП РК 2.01–19-2004)-неагрессивные. Нормативное содержание SO_4=150 мг/кг.

По нормативному содержанию хлоридов в перерасчете на ионы Cl грунты площадки для бетонов на портландцементе, шлакопортландцементе по ГОСТ 10178-85 и сульфатостойких цементах по ГОСТ 22266-94–не агрессивные. Нормативное содержание 40 мг/кг.

Подземные воды

Водонасосный горизонт четвертичных отложений на изучаемой территории, распространен повсеместно.

Водовмещающие породы-гравийно-галечники. Мощность обводненной толщи до 18,0 м.

Водоносный горизонт безнапорный, глубина залегания уровня колеблется в зависимости от рельефа от 10,0 до 20,0м.

Физико-механические свойства грунтов

По номенклатурному виду и просадочным свойствам в пределах площадки, до глубины 3,0 и 6,0 м, выделено два инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

первый ИГЭ - суглинок, светло-коричневый, твердой и полутвердой консистенции, просадочный, вскрытой мощностью до 3,0 м.

второй ИГЭ - гравийно-галечниковый грунт с песчано-суглинистым заполнителем, залегают ниже лессовидных суглинков, по материалом изысканий прошлых лет, глубина залегания гравийно-галечников составляет 10,0 и более метров.

Грунты первого ИГЭ обладают просадочными свойствами от собственного веса при замачивании, просадка составляет 4,5 см. Тип грунтовых условий по просадочности - первый.

С поверхности земли, до глубины 0,2-0,3 м на площадке распространены насыпные грунты из суглинка с включением гальки, гравий и строительного мусора (60%) и почвенно-растительный слой мощностью 0,1-0,3 м

Сейсмичность

Согласно карте сейсмического микрорайонирования и СНиП РК 2.03-04-2006, сейсмичность территории г. Шымкента составляет семь баллов. Категория грунтов по сейсмическим свойствам – вторая.

6.2 Проектные решения

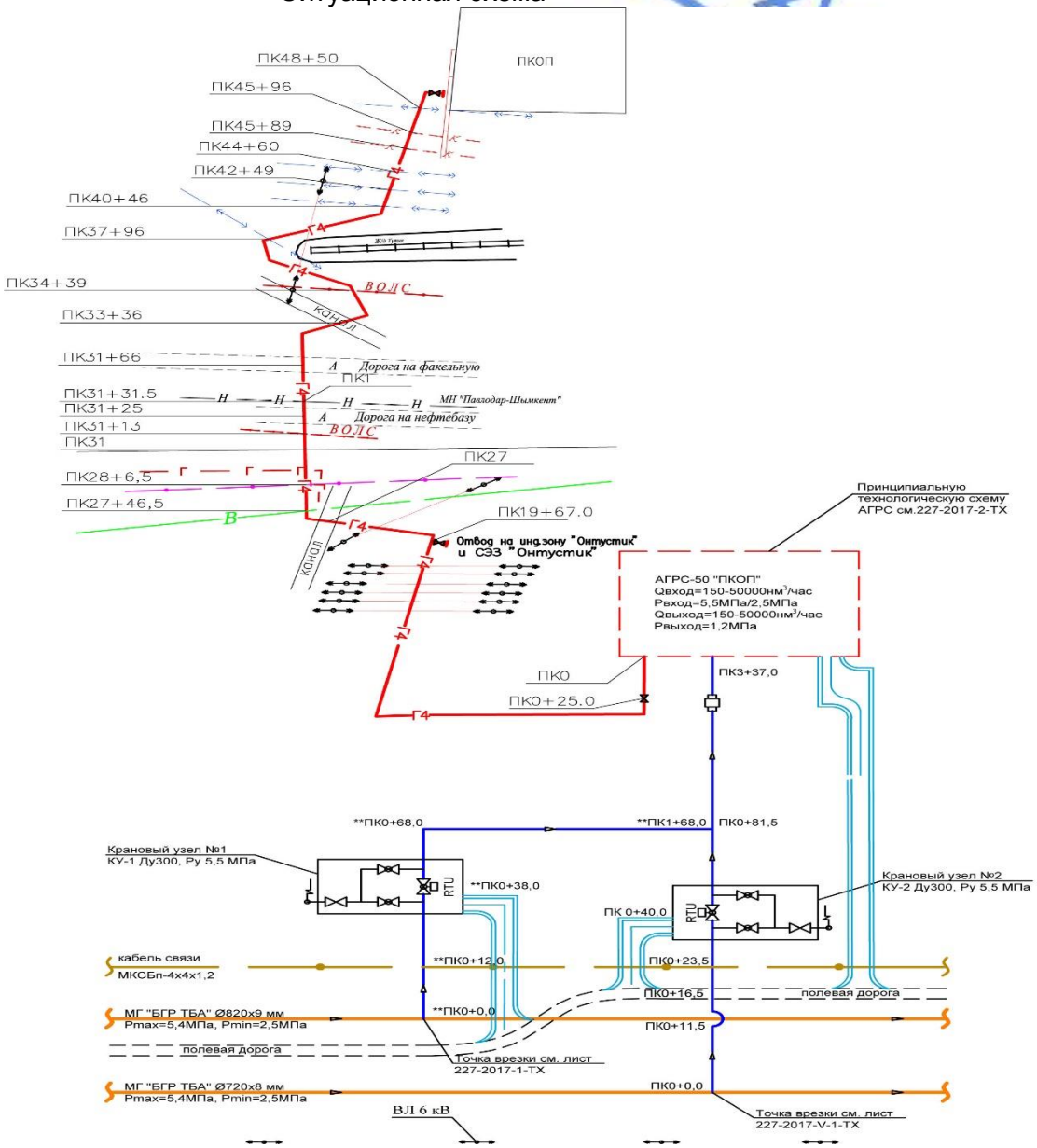
6.2.1 Генеральный план

Проектируемая трасса магистрального газопровода-отвода от МГ БГР ТБА, АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП» на АГРС и крановых узла КУ-1, КУ-2, разработан на основании технического задания, материалов комплексных инженерно-геологических изысканий и заданий смежных разделов, согласно строительным нормам и правилам, действующих на территории Республики Казахстан СНиП РК 3.01-01-2008* «Градостроительсво. Планировка и застройка городских и сельских населенных пунктов», СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство», СН РК 3.01-03-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий».

Краткая характеристика площадки строительства.

В административном отношении площадка автоматической газонаполнительной станции и крановых узлов КУ-1, КУ-2 расположена расположено по автотрассе Жулдыз - Шымкент в юго-восточном районе города Шымкента.

Ситуационная схема



В целях пожарной безопасности между зданиями и сооружениями с взрывопожароопасными и пожароопасными производствами и застроенной территорией установлена противопожарный разрыв между зданиями и сооружениями.

Вертикальная планировка выполнена по сплошной системе с отводом поверхностных стоков в пониженные места рельефа. Проектные уклоны по площадке не превышают нормативных значений. Планировочные отметки автодорог, проездов и нулевые отметки запроектированных зданий и сооружений увязаны между собой. Грунт для организации насыпи перемещается из карьера.

Внутриплощадочные дороги и проезды запроектированы с учетом противопожарного обслуживания предприятия и обеспечивают подъезд к зданиям и сооружениям.

Основной въезд и выезд на площадку автоматической газонаполнительной станции предусмотрен с существующей грунтовой дороги (грунтовая дорога обслуживающий магистральный газопровод).

Для прохода пешеходов предусмотрены тротуары шириной не менее 1 м.

Поперечный профиль проездов принят шириной проезда – 4,5 м.

Для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы на предприятии и территории примыкающей к ней предусматриваются мероприятия по благоустройству.

Инженерные сети размещены в технологических полосах и увязаны со всеми сооружениями в соответствии с общим решением генерального плана.

Технологические трубопроводы, сети электроснабжения, КИП и А, систем связи и сигнализации, водопровода, канализации запроектированы подземно в траншеях и надземно на опорах и эстакадах. Для увязки всех сетей составлен «Сводный план инженерных сетей».

Территория автоматической газонаполнительной станция и крановые узлы КУ-1, КУ-2 ограждается проветриваемой металлической оградой, высотой 2,20 м.

Для проезда в АГРС автотранспорта транспорта предусмотрены распашные ворота на основном въезде-выезде. Внутриплощадочные проезды предусмотрены с возможностью разворота автотранспорта и подъезда к объектам производственного, вспомогательного и административного назначения.

По периметру ограждения предусмотрено охранное освещение.

Основные показатели по генеральному плану площадки АГРС

Таблица №1

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Кол-во	% к общей площади	Примечание
1.	Общая площадь территории, в том числе	га	0,372	100	
	а) площадь застройки	$м^2$	275,0	7,4	
	б) площадь покрытия дорог и тротуаров	$м^2$	858,0	23,1	
	в) площадь покрытия естественным грунтом (перспектива)	$м^2$	2587,0	69,5	
2.	Площадь покрытия за пределами участка	$м^2$	1849,0		

Основные показатели по генеральному плану площадки КУ-1

Таблица №2

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Кол-во	% к общей площади	Примечание
1.	Общая площадь территории, в том числе	га	0,00375	100	
	а) площадь застройки	$м^2$	9,0	24,0	
	б) площадь покрытия дорог и тротуаров	$м^2$	14,4	38,4	

	в) площадь покрытия естественным грунтом (перспектива)	м^2	14,1	37,6	

Основные показатели по генеральному плану площадки КУ-2

Таблица №3

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Кол-во	% к общей площади	Примечание
1.	Общая площадь территории, в том числе	га	0,00375	100	
	а) площадь застройки	м^2	9,0	24,0	
	б) площадь покрытия дорог и тротуаров	м^2	13,0	34,7	
	в) площадь покрытия естественным грунтом (перспектива)	м^2	15,5	41,3	

6.2.2 Технологические решения

Настоящий раздел рабочего проекта разработан на основании задания на проектирование заказчика и в соответствии с действующими нормами, правилами СНиП РК 3.05.01-2010 «Магистральные трубопроводы», СТ РК 1916-2009 «Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию», СН РК 4.03-01-2011 «Газораспределительные системы» и техническими условиями.

Вид строительства – новое.

В данном разделе проекта рассмотрены технологические решения по строительству основных сооружений (газопровод-отвод, АГРС и подводящий трубопровод) для газоснабжения ТОО «ПКОП», Индустриальной зоны «Оңтүстік» и Свободной экономической зоны «Оңтүстік».

Источником газоснабжения потребителей является магистральный газопровод МГ «БГР-ТБА» диаметром 800 и 700мм, давлением Pmax=5,5МПа.

В объём данного раздела рабочего проекта входят:

1) Газопровод-отвод (ГО) с крановый узлами КУ-1 и КУ-2;
2) Площадка АГРС-50;
3) Подводящий газопровод высокого давления I категории (Р=1,2МПа).

Начальной точкой объекта является точка магистральный газопровод «БГР ТБА» на отметке 615,7км. На точке врезки запроектирована замена категории магистрального газопровода с III (третьего) на II вторую категорию двух ниток диаметром 700мм и диаметром 800мм. Запроектирован вывод ответвлении от двух линнии на крановые узлы КУ1 и КУ2 диаметром 325х7,0мм, в соответствии с техническими условиями АО «Интергаз Центральная Азия» за №2-62-1421 от 11.07.2017 года. После крановых узлов предумсотрена прокладка магистрального газопровода отвода диаметром 325х7,0мм протяженностью 505,0м до АГРС-50.

АГРС предполагает один выход: выход давлением Р=1,2 МПа предназначен для газоснабжения АО «ПКОП», Индустриальной зоны «Оңтүстік» и Свободной экономической зоны «Оңтүстік». Конечной точкой объекта являются задвижка диаметром 300мм на выходе для АО «ПКОП» на отметке ПК56+9,0.

Линейная часть. Газопровод – отвод

Газопровод-отвод предназначен для газоснабжения АО «ПКОП», Индустриальной зоны «Оңтүстік» и Свободной экономической зоны «Оңтүстік». Проектом предусматривается строительство газопровода-отвода диаметром 300мм Р=2,5-5,5 МПа.

На газопроводе-отводе размещены крановые узлы КУ-1 и КУ-2 Ду300 для обеспечения отключения АГРС на случай аварии или ремонта. Крановый узел располагается на ПК 0+38,0 и ПК 0+40,0 газопровода-отвода, на расстоянии 300м от ограждения АГРС.

Проектируемый газопровод по рабочему давлению относится к I классу.

В соответствии с таблицей 1 СНиП РК 3.05-01-2010 «Магистральные трубопроводы» проектируемый газопровод-отвод отнесен ко II и III категории, крановый узел - ко II категории.

Режим работы газопровода отвода непрерывный, круглосуточный 365 дней в году. Срок эксплуатации газопровода отвода – не менее 30лет (без учета периода строительства).

Проектируемая трасса газопровода-отвода проходит по равнинной местности на юго-востоке г.Шымкент от МГ «БГР ТБА» до АГРС-50.

Трасса газопровода берет начало от магистрального газопровода «БГР ТБА» на отметке 615,7км. Двигаясь к площадке АГРС-50 в северном направлении, газопровод-отвод пересекает МГ «БГР ТБА», полевую дорогу, вдольтрассовый кабель связи.

Гидравлический расчет

Гидравлический расчет газопровода-отвода произведен в соответствии с требованиями СТ РК 1916-2009 «Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию», раздел 18.

Согласно заданию на проектирование расчет выполнен на максимальную производительность АГРС.

Максимальные часовые и годовые расходы газопотребления Таблица №4

№	Наименование объекта	Часовой расход газа нм3/час	Годовой расход газа нм3/год
1	ТОО «ПКОП»	35 000,00	306 600 000,00
2	Индустриальной зоны «Оңтүстік»	7 000,00	61 320 000,00
3	Свободной экономической зоны «Оңтүстік»	8 000,00	70 080 000,00
	Всего:	**50 000,00**	**438 000 000,00**

Состав и параметры газа в точке подключения газопровода-отвода к магистральному газопроводу «БГР ТБА» на отметке 615,7км приняты согласно техническим условиям:

1) давление газа Pmax = 5,5 МПа, Pmin = 2,5МПа;
2) температура газа Tmax = +20°С, Tmin = 0°С;
3) протяженность газопровода-отвода составляет 0,505 км.

Трубы и соединительные детали

Выбор труб и конструктивных элементов газопровода выполнен на основании расчетов и в соответствии с требованиями СНиП РК 3.05.01-2010 «Магистральные трубопроводы».

Проектом предусмотрена следующие трубы:

Труба 325х7,0 ГОСТ 20295-85 17Г1С марка стали К52 ВУС - участки II категории общей протяженностью 505м.

Расчет толщины стенки трубопровода выполнен в соответствии с требованиями СНиП РК 3.05-01-2010.

Повороты газопроводов-отводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются упругим изгибом сваренной нитки трубопровода, монтажом криволинейных участков из гнутых отводов заводского изготовления или с использованием крутоизогнутых отводов холодного гнутья (СНиП РК 3.05-01-2010).

Гнутые отводы (до 27º) применяются холодного гнутья по ГОСТ 24950-84 «Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов», с радиусом изгиба R=40D.

Гнутые отводы холодного гнутья изготавливаются в полевых условиях или на сварочной базе из прямошовных труб, с заводской усиленной полиэтиленовой изоляции, толщиной 2мм, поставляемых на трассу.

Для соединения труб и арматуры при строительстве линейной части газопровода-отвода предусмотрены соединительные детали заводского изготовления (тройники, отводы и т.д.). Для перехода с одного диаметра на другой используются переходы по ГОСТ 17378-2001.

Линейная запорная арматура

На газопроводе-отводе размещены крановые узлы КУ-1 и КУ-2 диаметром 300мм для обеспечения отключения АГРС на случай аварии или ремонта. Охранный крановый узел расположен на ПК 0+38,0 и ПК 0+40,0 газопровода-отвода, на расстоянии 300м от ограждения АГРС.

В качестве запорной арматуры, приняты полнопроходные шаровые краны диаметром 300мм для подземной установки, с концами под приварку, пневмогидроприводом и дистанционным управлением.

Для обвязки крановых узлов приняты полнопроходные шаровые краны диаметром 80, 50 и 15мм для надземной установки, с концами под приварку и ручные.

Крановый узел (КУ-1 и КУ-2) имеет местное и дистанционное управление через КП СЛТМ. При этом обеспечивается ранее обнаружение аварийных и внештатных ситуаций.

На крановых узлах предусмотрена установка стояков отбора газа для приборов КИПиА и питания пневмогидропривода шаровых кранов, сигнализаторов прохождения очистных и диагностических устройств.

Полностью смонтированный крановый узел устанавливается на площадке в ограждении.

Ограждение комплектуется охранной сигнализацией.

Защита газопровода

Газопровод и футляры подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимзащиты.

Защита от почвенной коррозии согласно требований СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и СНиП РК 3.05-01-2010 предусмотрена усиленного типа, нанесением в заводских условиях трехслойного полимерного покрытия толщиной 2мм.

Изоляция сварных стыков трубопровода в заводском полимерном покрытии выполняется термоусаживающимися манжетами «ТЕРМА-СТ» и лентами «ТЕРМА-СТ».

Конструкция полимерного покрытия газопровода-отвода и футляров:

1) грунтовка на основе термореактивных смол;
2) термоплавкий полимерный подслой;
3) защитный слой на основе экструдированного полиолефина.

Конструкция защитного покрытия сварных стыков труб на основе термоусаживающихся материалов с термоплавким (манжетами) послоем:

1) праймер;
2) адгезионный подслой на основе термоплавкой композиции;
3) наружный слой на основе термоусаживающегося полителена.

Крановый узел изолируется в подземной части и на высоту 150 мм над поверхностью земли в трассовых условиях покрытием усиленного типа толщиной 4 мм. Конструкция защитного покрытия для кранового узла состоит:

1) грунтовка битумно-полимерная;
2) мастика изоляционная на основе битума или асфальтосмолистых соединений;
3) лента полимерная толщиной не менее 0,4мм;
4) обертка защитная полимерная толщиной не менее 0,5 мм.

Надземная часть кранового узла и продувочная свеча защищаются от атмосферной коррозии лакокрасочными покрытиями толщиной не менее 0,2мм, наносимыми на очищенную от ржавчины и окалины обезжиренную поверхность за 2 раза по грунтовке.

Очистка полости и испытание газопровода-отвода

Очистка полости и испытание газопровода на прочность, и герметичность производится в соответствии с требованиями СНиП РК 3.05-01-2010 и технологическому регламенту.

Технологический регламент разрабатывается генеральной строительно-монтажной организацией применительно к конкретному трубопроводу с учетом местных условий производства работ, согласовывается с заказчиком и/или органами его технадзора, проектной и эксплуатирующей организациями и утверждается председателем комиссии.

Проведение очистки полости, калибровки, а также испытания трубопровода на прочность и проверка на герметичность, при отсутствии бесперебойной связи, не допускаются.

Очистка полости трубопровода

До начала испытаний полость газопровода должна быть очищена от окалины и грата, а также случайно попавшего грунта и различных предметов.

Очистка полости газопровода производится после укладки и засыпки. Очистка полости выполняется промывкой водой. Промывка газопровода осуществляется в процессе заполнения его водой для проведения гидроиспытания с одновременным освобождением внутренней полости трубопровода от воздуха. Заполнение и испытание трубопровода водой необходимо производить при положительной температуре наружного воздуха Сброс воды, используемой для промывки газопровода, предусматривается в амбары-отстойники и организованным отводом воды от газопровода.

Испытание газопровода-отвода

Испытание на прочность и проверка на герметичность должна производиться после полной готовности участка или всего газопровода в соответствии с требованиями СНиП РК 3.05-01-2010.

Проектом принято испытание на прочность и проверку на герметичность выполнить пневматическим способом. Испытание на прочность трубопровода осуществляется в один этап. Давление испытания на прочность принято 1,25Рраб=6,88МПа. Продолжительность испытания на прочность составляет 12 часа.

Проверку на герметичность участков трубопровода необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего давления Рраб=5,5МПа.

Испытательное давление каждой трубы испытываемого участка не должно превышать заводского испытательного давления, на которое эта труба была испытана.

При пневматическом испытании заполнение трубопровода и подъем давления в нем до испытательного (Рисп.) должны вестись через полностью открытые краны байпасных линий при закрытых линейных кранах.

При пневматических испытаниях подъем давления в трубопроводе следует производить плавно (не более 0,3 МПа в час), с осмотром трассы при величине давления, равного 0,3 Рисп., но не выше 2,0 МПа. На время осмотра подъем давления должен быть прекращен. Дальнейший подъем давления до испытательного следует производить без остановок. При подъеме давления от 0,3 Р исп. До Рисп. и в течение 12 часов при стабилизации давления, температуры и испытаниях на прочность осмотр трассы запрещается.

Работы по проведению испытания выполняются последовательно по отдельным участкам, при этом испытание производится следующими участками.

Перед сваркой фитингов и арматуры, необходимо предоставить сертификаты испытания качества заводов изготовителей, убедиться, что заводское испытательное давление фактически поставленных фитингов и запорной арматуры на крановых узлах не менее проектного испытательного давления.

Если, на испытуемом участке, имеются трубы с разной толщиной стенки, то испытательное давление принимается для труб с наименьшим заводским испытательным давлением.

Гидравлическое испытание крановых узлов запорной арматуры

Гидравлическое испытание КУ должно производиться на трассе - на месте проектного расположения узла.

Подготовка к испытанию кранового узла ведется в следующем порядке:

1) к концам монтажного узла приварить патрубки из труб длиной 6м со съемными сферическими заглушками, а также вантузы диаметром 108х8 для приборов КИП длиной 1,8м в составе двух фланцевых шаровых кранов DN100 и выносной мембраны;

2) на пониженном конце одного из приваренных патрубков смонтировать сливной патрубок с краном, а на повышенном - воздухоспускной патрубок и манометр;

3) полностью открыть всю запорную арматуру кранового узла, включая краны на вантузах.

Вода в испытываемый узел подается из передвижной емкости.

Вода подается до тех пор, пока не появится в воздухоспускном кране.

После заполнения узла водой, с помощью опрессовочного агрегата необходимо произвести подъем давления в следующем порядке:

1) при достижении давления, равного 2 МПа, необходимо прекратить подъем давления и осмотреть узел. Во время осмотра подъем давления в крановом узле запрещается;

2) если дефекты не выявлены, продолжить подъем давления до испытательного на прочность;

3) после выдержанного испытания на прочность, необходимо провести проверку на герметичность - при снижение давления до Рраб в течение времени, необходимом для осмотра кранового узла.

КУ считается выдержавшим испытание, если при осмотре узла не будут обнаружены утечки.

После окончания гидравлического испытания воду из узла слить и временные патрубки с заглушками демонтировать. Второй этап испытания КУ будет проходить в составе линейной части трубопровода. Вода для гидроиспытания будет подвозиться с близлежащих населённых пунктов или других источников водоснабжения.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

Возможны следующие источники водоснабжения:

1) река Бадам;
2) река Текесу;
3) озеро Тогыс и Михайловка водохранилище.

Для каждого варианта, в качестве дополнительных источников водоснабжения, допускается использовать грунтовые воды и хоз-питьевые водопроводы близлежащих населенных пунктов.

Заполнение трубопровода водой производится при положительной температуре окружающей среды, а в зимний период - после проведения мероприятий по теплозащите гидрокамер и технологических трубопроводов.

После механического удаления воды из газопровода поршнями-разделителями на стенках труб, в микронеровностях, может оставаться водяная пленка. При заполнении продуктом и эксплуатации газопроводов оставшаяся влага способствует образованию кристаллогидратов, в результате чего снижается их пропускная способность.

После успешного завершения испытания на прочность и герметичность давление в секции должно быть снижено до стабилизации давления 0,2 МПа в самой высокой точке секции трубопровода.

Осушку полости следует производить по специальной инструкции, согласованной с органами надзора, проектной организацией, заказчиком, генподрядной строительной организацией и утвержденной эксплуатирующей организацией. Инструкция должна предусматривать мероприятия, направленные на снижение паровоздушной фазы в трубопроводе, предупреждение гидратообразования.

Осушку полости газопровода рекомендуется производить сухим природным газом, сухим воздухом, подаваемым в трубопровод генераторами сухого сжатого воздуха.

Контроль процесса осушки осуществляют по показаниям датчиков влажности воздуха (психрометра), устанавливаемых в конце осушаемого участка газопровода.

Осушка считается законченной, когда содержание влаги в осушаемом газе не превысит содержания влаги в транспортируемом природном газе (примерно 20 г/м^3 сухого газа).

Опознавательные знаки

На трассе трубопровода предусматривается установка опознавательных знаков высотой 1,5-2м от поверхности земли, которые оснащены соответствующими щитами с надписями указателями. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не реже, чем 500м, а также на углах поворота газопровода, с указанными на них километражем, фактической глубиной заложения, наименованием газопровода. На землях сельскохозяйственного пользования столбики устанавливаются только на границах полей.

Для закрепления трассы газопровода на местности (опознавательные знаки) можно совмещать с контрольно-измерительными пунктами (КИП) катодной защиты, в этом случае КИП окрашиваются, как километровые столбики.

Километровые столбики окрашиваются в ярко-оранжевый или ярко-желтый цвет.

В местах пересечения газопровода – отвода с автомобильными дорогами всех категорий устанавливаются предупредительные знаки «Осторожно газопровод» и «Остановка запрещена».

Проектируемый трубопровод пересекает существующие МГ «БГР ТБА» Ду800, полевую автодорогу и кабель связи.

В соответствии с требованиями СНиП РК 3.05-01-2010 «Магистральные трубопроводы», при пересечении трубопровода с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, газопроводами, силовыми кабелями, кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами) в пределах 50м по обе стороны от пересекаемой коммуникации категория трубопровода – вторая (II).

В соответствии с требованиями СНиП РК 3.05-01-2010 «Магистральные трубопроводы» при взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету принято не менее 350мм, а пересечение выполняется под углом не менее 60°.

Пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями (водопровод, канализация, кабели и др.) запроектированы в соответствии с требованиями СНиП II-89-80* «Генеральные планы промышленных предприятий» и Правилами Устройства Электроустановок (ПУЭ РК), при этом газопровод располагается над другими инженерными сетями.

Пересечение трубопровода с подземными коммуникациями выполняется в соответствии с техническими условиями, представляемыми заинтересованными, эксплуатирующими организациями.

Разработку и засыпку траншеи в местах пересечения с подземными коммуникациями выполнить вручную по 2м в обе стороны от стенки пересекаемой коммуникации в соответствии с требованиями СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».

Автоматизированная газораспределительная станция (АГРС)

Автоматизированная газораспределительная станция АГРС-50 предназначена для подачи газа от магистрального газопровода МГ «БГР-ТБА» с давлением Рвх.=2.5…5,5МПа, переключения поступающего газа из газопровода, его очистки и подогрева, редуцирования со снижением и поддержанием давления в заданных пределах и поддержания его с определенной точностью при изменении расхода и давления газа на входе АГРС, а так же для, измерения, регистрации его расхода и одоризации перед

подачей АО «ПКОП», Индустриальной зоны «Оңтүстік» и Свободной экономической зоны «Оңтүстік».

Основные параметры и технические характеристики проектной АГРС-50:

1) Номинальная производительность (без учета газа на собственные нужды): Qmin=500 нм^3/час, Qmax=50 000 нм^3/час.

2) Давление газа на входе АГРС: Pmin.раб.= 2,5 Мпа, Pmax.раб.= 5,5 МПа.

3) Температура на входе АГРС: мин 0 ^{o}С, макс +20 ^{o}С.

4) Количество выходных линий - 1шт;

5) Производительность по выходу 500…50 000 нм^3/час;

6) Давление газа на выходе АГРС -1,2 МПа;

7) Температура газа на выходе АГРС не ниже 0° С.

8) Очистка от капельной жидкости;

9) Резервирования узла очистки газа;

10) Количество выходов на собственные нужды - 1 шт;

11) Давление газа на блок подготовки теплоносителя -2кПа;

12) Давление газа на блок операторной - 2кПа;

13) Учет расхода газа.

АГРС выполнен на базе блочных газораспределительных станций полного заводского изготовления, которые представляют собой комплекс технологического оборудования, обеспечивающего выполнение следующих основных функций:

1) очистка газа от капельной жидкости и механических примесей с автоматическим сбросом конденсата;

2) подогрев газа перед редуцированием и автоматическое поддержание заданной температуры для повышения надежности работы оборудования;

3) редуцирование газа высокого давления (магистрального) до указанного низкого и поддержание его с заданной точностью при изменении входного давления или расхода газа;

4) измерение расхода газа с многосуточной регистрацией данных и передачей информации на уровень газораспределяющей организации;

5) одоризация газа;

6) автоматическое управление режимами работы технологического оборудования станции, в том числе ограничение поставок газа по требованиям газораспределяющей организации;

7) звуковое и визуальное оповещение при аварийных ситуациях, а также при нарушениях работы с передачей сигнала на пульт диспетчеру или оператору.

В составе АГРС предусматриваются:

1) узлы переключения (входной и выходной коллектора);
2) узел очистки и подогрева газа;
3) блок редуцирования газа;
4) блок подготовки теплоносителя;
5) узел учета расхода газа на выходе;
6) блок автоматической одоризации;
7) блок «Операторная» с размещением САУ ТП ГРС, систем контроля пожароопасности, загазованности, источника бесперебойного электропитания;
8) подземная емкость сбора конденсата 2,0м3;
9) подземная емкость хранения одоранта 2,0м3;
10) емкость для слива теплоносителя 2,5м3;

Газ из газопровода-отвода, поступивший на вход АГРС в рабочем режиме проходит через входной коллектор узел переключения и следует в узел очистки, где производится его очистка от капельной влаги и механических примесей. После узла очистки газ

поступает в узел подогрева, где нагревается с целью предотвращения гидратообразования. Далее подогретый газ поступает в блок редуцирования, где происходит снижение его давления выхода - 1,2 МПа. Также в узле редуцирования осуществляется снижение давления и отбор газа на собственные нужды. После блока редуцирования газ поступает через выходной коллектор узела переключения в узел учета расхода на базе сужающих устройств. После чего газ проходит через блок одоризации и подается потребителю с соответствующими давлениями. Отбор газа на нужды блока подготовки теплоносителя и операторной производится после блока одоризации. В случае необходимости переключение потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления по обводной линии осуществляется в узле переключения.

Технологические решение АГРС

Узел переключения

Блок переключения АГРС предназначен для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления по обводной линии, а также для предотвращения повышения давления в линии подачи газа потребителю с помощью предохранительной арматуры.

Узел переключения состоит из входного, выходного коллекторов и обводной линии.

Во входной коллектор входит: управляемый кран шаровой с пневмоприводом DN200, PN8,0МПа; кран шаровой DN50, PN8,0МПа с пневмоприводом на линии аварийного сброса газа;

Выходной коллектор, выполнен по схеме: управляемый кран шаровой с пневмоприводом DN400, PN8,0МПа; блок предохранительных сбросных клапанов пружинных СППК4Р-100-16 с трёхходовым шаровым краном DN100.

Обводная (байпасная) линия включает в себя: входной кран с ручным приводом DN150, PN8,0МПа; задвижка клиновая с ручным приводом DN150, PN6,3МПа.

Обводная линия предусмотрена для непродолжительного снабжения потребителей газом, минуя АГРС, контроль выходного давления при работе по «байпасу» осуществляться по манометру. Свеча DN100 с дистанционно управляемым краном для аварийного сброса газа из технологических трубопроводов, предусматривается после входного крана и выносится на 10 м за ограждение АГРС.

Расположение запорной арматуры на обводной линии - закрытое. Запорные устройства обводной линии пломбируются службой АГРС.

Для защиты трубопроводов потребителя от превышения давления установлены предохранительные клапаны СППК. Предохранительный сбросной клапан, устанавливается после шарового крана с пневмоприводом DN400 на выходном газопроводе, настраивается на давление срабатывания 1,1хРвых. и принимается на 10% максимальной пропускной способности нитки редуцирования. Если в случае неисправности регулятора давления сбросной клапан полностью открывается, но выходное давление продолжает нарастать - срабатывает регулятор давления, поддерживающего постоянное давление перед ограничителем расхода, полностью и герметично перекрывая подачу газа в выходной газопровод.

Сброс с предохранительных клапанов осуществляется на свечи DN100, и выносится на 10м за ограждение ГРС.

Аварийные сбросы и сбросы с предохранительных клапанов осуществляются каждый на свою отдельную свечу.

Шаровые краны с пневмоприводом обеспечиваются системой управления приводом, обеспечивающей местное и дистанционное управление приводом. Управление осуществляется при помощи импульсного газа с узла подготовки импульсного газа.

Также в блоке переключения расположен узел редуцирования газа на собственные нужны (для блока подготовки теплоносителя и блока операторной). Данный узел выполнен на базе двух (1раб. + 1 рез.) регуляторов РДУ-32/С1-6-1,2. Отбор газа на собственные нужды осуществляется от выходящего газопровода АГРС (после обводной линии и одоризации).

Узел очистки

Узел очистки газа (УОГ) предназначен для очистки газа от механических примесей и капельной влаги, с дальнейшим ее удалением в ёмкость сбора конденсата.

Узел очистки газа на АГРС служит для защиты от преждевременного износа и выхода из строя оборудования, регуляторов давления газа на узлах редуцирования, а также защиты счетчиков газа, датчиков и приборов автоматики системы контроля и управления.

В узле очистки газа расположены следующие технологические устройства:

1) узел очистки на базе фильтров-сепараторов ФС;
2) узел подготовки импульсного газа для кранов с пневмоприводом на базе фильтров-осушителей.
3) Узел очистки выполнен из двух линий очистки: основной и резервной, каждая их которых включает в себя:
4) фильтр-сепаратор ФС-200, DN200, PN8,0МПа;
5) кран шаровой ручной DN200, PN8,0МПа до и после ФС-200;
6) кран DN25 для продувки узла очистки азотом и кран DN20 на продувочную свечу.

Газ поступает на вход узла очистки, состоящего из двух вертикальных фильтров-сепараторов ФС-250 (1 раб.1 рез.). Отделение жидкости осуществляется за счет закручивания потока газа и резкого изменения направления его движения, а также отсечки жидкости мелкой латунной сеткой. В верхней части фильтра-сепаратора размещается фильтрующая кассета, состоящая из сменных фильтрующих элементов. Замена и промывка отработанных элементов осуществляется через специальную верхнюю крышку фильтра-сепаратора. Степень загрязнения сетки определяется по перепаду давления на выходе и входе. Жидкость накапливается в нижней части фильтра-сепаратора и автоматически, по мере накопления, самотеком сливается в промежуточную емкость конденсата, расположенную на несущей раме узла блока очистки газа. Максимальный уровень конденсата в промежуточной емкости определяется датчиком верхнего уровня, который подает сигнал для открытия/закрытия крана с дистанционным управлением, осуществляющего сброс конденсата в ёмкость сбора конденсата V=2,0м^3 в автоматическом режиме.

Для перехода с рабочего на резервный фильтр, в случае проведения ремонтных и профилактических работ, не прерывая процесс, необходимо открыть краны на условно нерабочем фильтре и перекрыть краны для отключения условно работающего фильтра.

На узле очистки предусмотрена продувочная свеча DN20, а так же осуществляется отбор газа для узла подготовки импульсного газа. Для обеспечения бесперебойной работы систем защиты, автоматического регулирования и управления импульсный и командный газ осушается и дополнительно очищается в соответствии с СТ РК 1916-2009 при помощи 2х фильтров-осушителей ФО 20-100.

Узел очистки газа размещается на раме вместе с узлом подогрева.

Узел подогрева газа (УПГ)

Узел подогрева газа служит для подогрева газа до заданной температуры для исключения гидратообразования при дросселировании и подержания температуры газа на выходе из АГРС на заданном значении.

Узел подогрева выполнен из двух линий подогрева: одной рабочей и одной резервной. На каждой из линий подогрева газа используется подогреватель газа типа ПГ200/08 с входным/выходным патрубком DN200.

Подогреватель газа представляет собой кожухотрубчатый теплообменник с U-образными трубками из стальной трубы. Газ в подогревателе движется по U-образным трубкам, закреплённым в трубной решетке. Нагрев газа осуществляется в теплообменнике посредством промежуточного теплоносителя, нагреваемого в водогрейном котле (см. блок подготовки теплоносителя). Теплоноситель движется в межтрубном пространстве кожуха, разделённом перегородками. Теплоноситель подается на теплообменник, где осуществляется передача тепла газу, затем охлажденный теплоноситель из обратного теплопровода подается на вход водогрейного котла.

Циркуляция теплоносителя в системе – принудительная. Защита системы подогрева теплоносителя от повышения давления, в случае прорыва газа в трубном пучке теплообменников подогревателей газа, выполняется предохранительными отсекающими клапанами, настроенными на давление Рнастр=1,1Р (где Р – максимальное давление теплоносителя после отопительного котла

Теплообменный аппарат рассчитан на максимальное входное давление. Каждый теплообменник имеет систему защиты контура теплоносителя от прорыва газа высокого давления, сбросные предохранительные клапаны, препятствующие росту давления в теплообменнике, запорную арматуру на теплопроводах для отключения в случае ремонтных работ, контрольно-измерительные приборы штуцера для слива конденсата из распределительной камеры теплообменника, штуцер для удаления воздуха из кожуха и штуцер для слива теплоносителя. Обвязка газопроводом обеспечивает возможность последовательного и параллельного включения теплообменников. Имеется байпасная линия блока, для аварийного удаления газа из технологических труб предусматриваются сбросные свечи.

По входу и выходу каждой из линий подогрева предусмотрены шаровые краны с ручным приводом DN200, PN8,0МПа.

На каждой из линий подогрева предусмотрена возможность подключения оборудования для продувки газовых коммуникаций азотом на период проведения ремонтных работ в целях предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха.

Узел подогрева газа размещается на раме вместе с узлом очистки.

Блок редуцирования газа

Блок редуцирования газа выполнен из следующих узлов:

Узел редуцирования состоит из двух линий: рабочей и резервной. Рабочая и резервная линии редуцирования выполнены по схеме по ходу газа: кран с пневмогидроприводом DN200 PN8,0 МПа, регулятор давления газа, выполненные по схеме «регулятор+монитор», кран с ручным приводом DN400 PN8,0 МПа. На каждой линии редуцирования предусмотрена возможность подключения оборудования для продувки газовых коммуникаций азотом на период проведения ремонтных работ с целью предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха.

Используемые регуляторы давления автоматически поддерживают давление с точностью ±5% независимо от колебания давления на входе и расхода газа потребителем. При отклонении рабочих параметров за допустимые пределы резервная линия редуцирования включается в работу автоматически. Третья линия малых расходов предусмотрена для работы в начальный период эксплуатации АГРС и летний период.

При применении системы защитной автоматики каждая линия редуцирования оборудована кранами с пневмоприводами, используемыми в качестве исполнительных механизмов.

Каждая нитка редуцирования выполнена по схеме: кран с пневмоприводом, клапан предохранительный запорный, регулятора давления и кран с ручным управлением. Линии редуцирования оборудуются сбросными свечами.

При нормальном режиме работы АГРС, одна из редуцирующих ниток находится в работе, вторая (резервная) - в резерве. Расположенные на нитках редуцирования краны, предназначены для отключения ниток при ремонтных работах и ревизии регуляторов.

Редуцирование давления газа осуществляется в одну ступень по методу облегченного резерва. Регулятор на рабочей и резервной нитке настраиваются на давление 1,05 Рвых.

Для сброса давления и продувки выходных трубопроводов низкого давления, до отключающих кранов предусматривается свеча DN25.

На каждой из линий редуцирования предусмотрена возможность подключения оборудования для продувки газовых коммуникаций азотом на период проведения ремонтных работ в целях предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха.

Блок подготовки теплоносителя

Узел учета расхода газа

Узел учета газа (УУГ) предназначен для коммерческого учета газа, подаваемого от АГРС потребителю.

Узел учёта расхода газа расположен на каждом выходе после узла переключения, до блока одоризации. Узлы учета расхода газа и состоят из двух измерительных линий (на основной и на малый расход) и байпаса.

УУГ состоят из следующих линий:

1) линии основного расхода газа DN400;
2) байпасная линия основного расхода DN400.

Учет объема газа осуществляется при помощи сужающих устройств (диафрагма), установленных на линии основного расхода.

Все измерительные линии выполнены на базе стандартного сужающего устройства согласно ГОСТ 8.586.1-2005, ГОСТ 8.586.2-2005 и ГОСТ 8.586.5-2005 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств».

Измерительный трубопровод на основной расход выполнен диаметром DN400 на выходе. До и после сужающего устройства предусмотрены краны шаровые с ручным приводом DN400, PN1,6МПа на выходе.

На обводной (байпасной) линии узла учёта предусмотрены краны шаровые с ручным приводом DN400, PN1,6МПа на выходе в количестве двух штук на каждом выходе с манометром между ними – для контроля возможных протечек.

Конструкция узла учёта обеспечивает простой способ установки/снятия сужающего устройства, замены диафрагмы, а также возможность периодического контроля состояния внутренней поверхности измерительных трубопроводов на участке 10D до и 4D после диафрагмы.

На измерительной линии предусмотрена возможность подключения оборудования для продувки газовых коммуникаций азотом на период проведения ремонтных работ в целях предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха.

В качестве корректора объёма расхода газа используется Floboss-107.

Узлы учёта расхода газа на базе стандартного сужающего устройств выполнен на отдельных рамах.

Блок автоматической одоризации газа (БАОГ)

Блок автоматической одоризации газа (БАОГ) предназначен для придания газу характерного запаха путём автоматического дозирования жидкого этилмеркаптана (одоранта) в технологический трубопровод АГРС.

БАОГ установлен на выходе АГРС с давлением 1,2МПа и содержит узел дозирования одоранта с расходной ёмкостью 174л с системой дистанционной дозаправки расходной емкости.

БАОГ включает следующие основные элементы:

1. Расходная емкость одоранта 174л;
2. Узел замера уровня и регулирования подачи одоранта в составе:

датчик уровня, указатель уровня стеклянный, электромагнитный клапан, дозирующий серии 008, электромагнитный клапан заправочный серии 008;

3. Узел дистанционной заправки расходной емкости: клапан электромагнитный управляющей серии 008, подкачивающий насос одоранта, регулятор перепада давления, манометр;

4. Сигнализатор уровня СУ-60;
5. Клапан обратный;
6. Клапан предохранительный;
7. Эжектор газовый;
8. Системы наддува инертным газом
9. Манометры;
10. Редуктор газовый;

11. Фильтр одоранта;
12. Фильтр-поглотитель угольный аварийного сброса паров одоранта;
13. Арматура обвязки узла дозирования одоранта;
14. Блок управления БУ-103.

Управление осуществляется блоком управления БУ-103 (далее по тексту БУ), который устанавливается в комнате оператора.

Блок управления одоризатором отображает:

-текущий расход одоранта, г/час;

-текущий суточный и предыдущий суточный расход одоранта, кг/сутки;

-текущий месячный и предыдущий месячный расход одоранта, кг/месяц;

Предусмотрен также ручной ввод фактической плотности одоранта.

БУ ведёт постоянный контроль за состоянием оборудования одоризатора и при выявлении отклонения от нормы выдаёт на верхний уровень сигнал «Неисправность одоризатора газа».

Блок одоризации предназначен для придания запаха газу, подаваемому потребителю с целью своевременного обнаружения по запаху его утечек. Газ подается потребителю в соответствии с ГОСТ 5542-87.

Среднегодовая норма вводимого в газ одоранта (этилмеркаптан или смесь природных меркаптанов) установлена 16 г (19,1см^3) на 1000 м^3 (при температуре 0°С и давлении 760 мм.рт.ст.).

Узел дозирования одоранта размещён в обогреваемом шкафу, в качестве отопителя использован электрообогреватель.

Хранение и выдача одоранта осуществляется из подземной ёмкости одоранта объёмом V=2,0м^3, расположенной на площадке АГРС, также входящей в комплект поставки.

Слив одоранта в подземную и расходную емкости из бочек, должен производиться только закрытым способом, специально обученным персоналом, бригадой не менее трех человек.

Одорант, пролитый на пол или на землю, должен быть немедленно нейтрализован раствором хлорной извести, гипохлорита натрия или марганцево-кислого калия. После обработки нейтрализующим веществом землю следует перекопать и вторично полить нейтрализующим раствором.

В целях предупреждения воспламенения пирофорного железа, образующегося при просачивании этилмеркаптанов, необходимо периодически проводить внешний осмотр оборудования, соединительных линий, кранов, вентилей и обеспечивать их полную герметизацию.

Анализ газа

На выходном трубопроводе DN 400 после блока переключения, перед узлом учета расхода газа предусматривается штуцер для отбора проб с шаровым краном. Отбор проб осуществляется по ГОСТ 18917-82. Периодичность контроля состава газа, по наличию в газе жидкой фазы воды и углеводородов, а также по точке росы влаги газа должна быть не реже одного раза в месяц. Анализ газа проводится в специализированной аккредитованной лаборатории. Результаты периодических испытаний качества газа распространяются на объем газа, прошедший по трубопроводу за период между данным и последующим испытаниями. При получении неудовлетворительных результатов испытаний хотя бы по одному из показателей качества проводят повторные испытания по данному показателю на вновь отобранной пробе. Результаты повторных испытаний считаются окончательными и распространяются на объем газа, прошедший по трубопроводу за период между данным и предыдущим испытаниями. Определение точки росы влаги в газе следует проводить по ГОСТ 20060-83. Допускается определение другими методами и приборами с такой же точностью.

Емкость для сбора конденсата

Емкость для сбора конденсата выполнена как сосуд высокого давления и предназначена для сбора периодически удаляемых механических примесей и жидкостей из узлов очистки АГРС. Емкость V=2,0м^3 выполнена в подземном исполнении. Емкость оборудована сигнализатором верхнего уровня. Для сброса газа из емкости предусмотрен предохранительный клапан СППКР-25-100 УХЛ1 DN25 PN10МПа.

Слив жидкости из емкости сбора конденсата выполняется передавливанием давлением не более 0,06 МПа. Для настройки давления газа передавливания в обвязке ёмкости предусмотрен манометр. Выход слива конденсата DN50 выведен наружу и оборудован фланцевым переходом труба-шланг для слива конденсата в автоцистерну.

Емкость для хранения одоранта

Емкость для хранения одоранта предназначена для хранения и перекачивания одоранта в емкость блока одоризации и дальнейшей подачи одоранта в газопровод газораспределительной станции. Емкость представляет собой горизонтальный сосуд с эллиптическими днищами, подводящими и отводящими патрубками.

Емкость V=2,0м^3 имеет подземное исполнение. Объем емкости рассчитан так, чтобы заправка ее производилась не чаще одного раза в два месяца. В емкости предусмотрен контроль уровня одоранта. Одоризатор обеспечивает автоматическую, регулируемую подачу одоранта пропорционально расходу газа на выходе АГРС.

Для предотвращения загрязнения атмосферного воздуха пары одоранта из емкости хранения и одоризационной установки сбрасываются в эжектор.

Заправка емкости одорантом должна осуществляться закрытым способом. Емкость оборудована системой контроля утечек одоранта. Технология утилизации оборудования одоризации газа должна предусматривает разработку согласованных с органами государственного надзора подготовительных мероприятий по демонтажу оборудования одоризации газа и последующей передаче для его утилизации.

Блок операторной

В комплекте поставки АГРС предусмотрен блок операторной, расположенный на территории АГРС.

Операторная – отдельно стоящее здание блочно-модульной конструкции, для размещения дежурного персонала АГРС, обслуживающего станцию вахтовым методом.

В блоке операторной предусмотреть помещение операторной с системами отопления, вентиляции, электротехническими устройствами, средствами телефонной и диспетчерской связи, оборудованием канала телемеханики и системой телемеханики для круглосуточного дежурства обслуживающего персонала с помещениями:

1) комната операторная с оборудованием - 18 м²;
2) комната отдыха;
3) комната приёма пищи;
4) мастерская;
5) топочная;
6) душевая;
7) коридор со шкафом для одежды.

В помещении операторной предусмотрена система кондиционирования воздуха.

Отопление блока операторной организовано от котла, расположенного в помещении топочной.

На входе газовой линии перед котлом установлен термозапорный и электромагнитный отсечной клапаны.

Учёт расхода газа на котёл блока операторной организован с помощью измерительного комплекса СГ-ТК2-Д-4,0 на базе диафрагменного счётчика газа BK G2,5 и корректора объёма газа TC220.

Запорная арматура

Запорная арматура предназначена для отключения технологических трубопроводов, аппаратов и сосудов.

В качестве запорной арматуры на АГРС применяются шаровые краны с ручным управлением и управлением посредством пневмопривода. Вся запорная арматура входит в состав технологических блочных узлов и емкостей заводского исполнения.

В процессе эксплуатации арматура, в соответствии с графиком и инструкцией, должна систематически опробоваться для определения герметичности запорного узла, степени легкости и плавности хода затвора.

Открытие запорной арматуры производится полностью до упора с нормальным усилием одного человека. Запрещается применение для открывания запорной арматуры рычагов в виде труб, крючков, ломов.

Профилактический осмотр запорной арматуры производится в процессе эксплуатация АГРС один раз в неделю.

Все краны, задвижки и вентили на АГРС маркируются:

1) указателями направления открытия и закрытия;
2) указателями направления движения газа (жидкости).

Для создания герметичности закрытого крана и облегчения поворота пробки при открытии необходимо периодически производить набивку смазки кранов, участвующих в технологических переключениях.

Категорически запрещается эксплуатация запорных кранов с неисправной системой уплотнения.

Запрещается использование запорных кранов и задвижек в качестве регулирующих или дросселирующих устройств. (Исключением из данного требования является использование запорной арматуры на обводных линиях).

На период проведения ремонтных работ в целях предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха в блоке учета расхода газа, блоке переключения, редуцирования, очистки, подогрева, а также в узлах учета расхода газа (на выходе АГРС) предусмотрены краны для продувки газовых коммуникаций азотом.

Технологические трубопроводы

Проектируемые технологические трубопроводы по взрывопожароопасности и рабочим параметрам относятся к следующим группам и категориям:

1) трубопроводы газа - к группе Б, I категории;
2) трубопроводы одоранта - к группе А, I категории;

Прокладка трубопроводов по площадке склада выполнена с учетом расположения проектируемых сооружений с минимальной протяженностью, обеспечивающей выполнение операций, предусмотренных технологической схемой.

Технологические трубопроводы газа запроектированы из труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78* сталь 20 по ГОСТ 8731-74*; трубопроводы одоранта из стальных бесшовных труб из коррозионностойкой стали ГОСТ 9941-81 сталь 10Х18Н10Т.

Проектируемые трубопроводы прокладываются надземно на опорах и подземно на глубине ≥0,5м.

В месте пересечения автомобильной дороги трубопроводы газа прокладываются подземно на глубине не менее 1,7м от верха покрытия проезжей части до верха трубы.

Сварка стальных трубопроводов выполняется ручной электродуговой сваркой по ГОСТ 16037-80.

Для исключения электрических контактов подземных трубопроводов с заземленным оборудованием АГРС на входных/выходных трубопроводах на территории ГРС установлены электроизолирующие вставки.

Для подземной прокладки трубопроводов применяются трубы стальные бесшовные горячедеформированные по ГОСТ 8732-78 в заводском наружном трехслойном полимерном покрытии усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена: ТУ 1390-034-04005951-2008.

При заказе бесшовных труб по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78, ГОСТ 8733-74 и ГОСТ 8734-75, изготовленных из кованой или катаной заготовки, а также из непрерывно-литых

слябов и слитка, дополнительно должны оговариваться требования по ударной вязкости в соответствии со СНиП РК 3.05.01-2010 неразрушающему контролю и гидроиспытаниям в зависимости от коэффициента надежности по материалу К1:

1) К1 = 1,55 – бесшовные трубы с гарантией гидроиспытаний и 100%-ым контролем качества неразрушающими методами;

2) К1 = 1,40 – бесшовные трубы, в т.ч. изготовленные из слитка, прошедшие 100%-ый контроль качества неразрушающими методами, гидравлические испытания и удовлетворяющие требованиям СНиП РК 3.05.01-2010 по ударной вязкости.

Противокоррозионная защита

Надземные участки трубопроводов и соединительные детали защищаются от атмосферной коррозии путем покрытия конструкций двумя слоями эмали ПФ-115, ГОСТ 6465-76*, по двум слоям грунтовки ГФ-021, ГОСТ 25129-82, наносимых на очищенную от ржавчины и окалины обезжиренную поверхность по СНиП РК 2.01-19-2004. Толщина покрытия должна быть не менее 0,2мм.

Для подземной прокладки трубопроводов применяются трубы бесшовные горячедеформированные по ГОСТ 8732-78. Покрытие подземных трубопроводов трехслойным полимерным покрытием усиленного типа в трассовых условиях. Конструкция полимерного покрытия:

- двухкомпонентный жидкий эпоксидный праймер;
- термоусаживающаяся лента «ТЕРМА-СТ» (2-х слойная).

Изоляция сварных стыков подземных трубопроводов выполняется термоусаживающимися манжетами «ТЕРМА-СТ».

В местах крепления трубопровода к опорам в качестве изоляционного материала применяется фторопласт Ф4С15 (Ф4) в соответствии с требованиями п.3.5 ГОСТ Р 51165-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

Выходы из грунта для защиты от атмосферной коррозии выполняются антикоррозионным покрытием, высота изолированного участка от земли – 500 мм.

Электрохимическая защита подземных трубопроводов и резервуаров (емкость конденсата и емкость одоранта) в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005 (см. раздел ЭХЗ).

Для подземных емкостей применяется защитное покрытие весьма усиленного типа ленточное полимерно-битумное толщиной 4,6мм. Конструкция покрытия состоит:

1) грунтовка битумная или битумно-полимерная;
2) лента полимерно-битумная толщиной не менее 2,0мм (в два слоя)
3) обертка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм.

Испытания гидравлические и на прочность

Очистка полости и испытание газопровода на прочность, и герметичность производится в соответствии с требованиями СНиП РК 3.05-01-2010 и технологическому регламенту.

Проектом принято испытание на прочность и проверку на герметичность выполнить гидравлическим способом. Испытание на прочность трубопровода осуществляется *в один этап* после укладки и засыпки или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами). Давление испытания на прочность принято заводское испытательное давление блоков Рзав. Продолжительность испытания на прочность составляет 24 часа. Вода для гидравлических испытаний будет подвозиться с близлежащих населённых пунктов или других источников водоснабжения.

Проверку на герметичность участков трубопровода необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего давления Рраб=5,5МПа.

Испытательное давление каждой трубы испытываемого участка не должно превышать заводского испытательного давления, на которое эта труба была испытана.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

Заполнение трубопровода водой производится при положительной температуре окружающей среды, а в зимний период - после проведения мероприятий по теплозащите гидрокамер и технологических трубопроводов.

Работы по проведению испытания выполняются последовательно по отдельным участкам.

Перед сваркой фитингов и арматуры, необходимо предоставить сертификаты испытания качества заводов изготовителей, убедиться, что заводское испытательное давление фактически поставленных фитингов и запорной арматуры на крановых узлах не менее проектного испытательного давления.

Если, на испытуемом участке, имеются трубы с разной толщиной стенки, то испытательное давление принимается для труб с наименьшим заводским испытательным давлением.

Осушку полости газопровода рекомендуется производить сухим природным газом, сухим воздухом, подаваемым в трубопровод генераторами сухого сжатого воздуха.

Контроль процесса осушки осуществляют по показаниям датчиков влажности воздуха (психрометра), устанавливаемых в конце осушаемого участка газопровода.

Осушка считается законченной, когда содержание влаги в осушаемом газе не превысит содержания влаги в транспортируемом природном газе (примерно 20 г/м^3 сухого газа).

Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к оборудованию, зданиям и сооружениям на опасных производственных объектах

Для обеспечения безаварийной работы газораспределительной станции проектом предусмотрены следующие мероприятия:

1) компоновка технологического оборудования выполнена с учетом его безопасного обслуживания, удобства ремонта, монтажа и ревизии;

2) материалы, конструкция сосудов и трубопроводов АГРС рассчитаны на обеспечение прочности и надежной эксплуатации в рабочем диапазоне давлений и температур природного газа;

3) вся запорная и предохранительная арматура принята по «А» классу герметичности затвора;

4) установка предохранительных сбросных клапанов на емкости слива;

5) возможность подачи газа потребителю в обход АГРС по обводной линии (байпасирование) с применением ручного регулирования давления газа;

6) возможность аварийного отключения станции и сброс газа из технологических трубопроводов в свечи;

7) оснащение технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, охранно-пожарной сигнализации, обеспечивающими надежность и безаварийность работы;

8) дистанционное и ручное управление по месту входным и выходным кранами АГРС;

9) взрывоопасные помещения запроектированы с применением легкосбрасывающих конструкций;

10) применение строительных конструкций со степенью огнестойкости не менее IIIa;

11) электрооборудование во взрывоопасных зонах помещений и наружных площадок запроектировано во взрывозащищенном исполнении;

12) применение защитных покрытий и системы электрохимической защиты от коррозии;

13) опознавательная окраска газопроводов и технологических трубопроводов.

В целях обеспечения контроля за герметичностью основного технологического оборудования АГРС и избегания аварийных ситуаций в технологических отсеках АГРС и помещении отопительных агрегатов устанавливаются датчики загазованности.

Подводящий трубопровод высокого давления

Проектом предусматривается строительство стального подводящего трубопровода I категории (1,2МПа) диаметром 325х7,0мм из стали 17Г1С.

Трасса подводящего газопровода берет свое начало от проектируемого АГРС-50. С площадки АГРС предусмотрен надземный выход газопровода с давлением 1,2 МПа.

Газопровод давлением Р=1,2МПа следует в северном направлении до ТОО «ПКОП».

Газопровод давлением Р=1,2МПа пересекает ВЛ АО «KEGOC», канал, водопровод, подземный кабель связи, ВОЛС, автодорогу на нефтебазу, магистральный нефтепровод «Павлодар-Шымкент» автодорогу на факельную, канал, ВОЛС, ЛЭП, канализацию.

Заканчивается газопровод I категории на ПК 56+9,0 задвижкой Ду300 для ТОО «ПКОП». Протяженность подводящего трубопровода I категории составляет – 5,694км.

Выбор маршрута проектируемого газопровода на местности выполнен с соблюдением следующих критериев:

1) протяженность маршрута, исходя из наличия географически закрепленных источников и потребителей газа;

2) топографических и геологических условий местности;

3) требований сейсмологических, археологических и почвенных исследований – соответствия техническому заданию;

4) условиям и требованиям государственных организаций и местных исполнительных органов;

5) максимальным обходом запретных зон;

6) требований нормативных документов РК.

Гидравлический расчет подводящих трубопроводов высокого давления

Гидравлические расчеты подводящих газовых сетей высокого давления (транспортной системы трубопроводов) выполнены на основании общих уравнений газовой динамики, устанавливающих связь между диаметром трубопровода, потоком газа и перепадом давления для участка трубопровода известной длины и конструкции, и математических методов, обеспечивающих решение задачи гидравлического расчета с заданной точностью, по программе гидравлических расчетов газовых сетей «Hydraulie Calculator», разработки ОАО «ГипроНИИгаз» г. Саратов, на персональном компьютере.

В данном проекте принята тупиковая сеть высокого давления.

Пропускная способность газопровода принята согласно максимальному значению газопотребления в зимний период для газопровода I категории 50 000 нм^3/час;

Давление принято:

- для газопровода I категории Рмах=1,2МПа, Рмин=0,6МПа до потребителя;

Протяженность газопровода I категории – 5,694км;

Материал трубопровода I категории – сталь 17Г1С;

Температура газа - Тмакс= плюс 20 °С, Тмин = 0 °С.

Основные потребители газа

Основными потребителями газа являются: ТОО «ПКОП», территории Свободной экономической зоны «Оңтүстік» и Индустриальной зоны «Оңтүстік».

Максимально часовые расходы газа определены согласно справкам, предоставленным ТОО «ПКОП» и отделом СС и РГ АО «Интергаз Центральная Азия».

Диаметр подводящего газопровода высокого давления определен гидравлическим расчетом, исходя из условий обеспечения газоснабжения потребителей в часы максимального газопотребления при максимально-допустимых перепадах давления.

В данный проект входит участок подводящего газопровода I категории протяженностью 5,640 км от АГРС-50 до границы ТОО «ПКОП»;

Для определения точных диаметров проектируемых участков были разработаны расчетные схемы (тупиковая разветвленная схема).

Конструктивные характеристики трубопровода

Основные характеристики подводящего газопровода:

1) общая протяженность – 5,694 км;

2) рабочее давление – 1,2МПа;
3) температура на выходе с АГРС-50 - от 0ºС до +20ºС;
4) диаметр трубопровода –325х7,0мм;
5) материал трубопровода –17Г1С;
6) прокладка трубопроводов – подземная и частично надземная;

В состав подводящих трубопроводов входят:

1) узел установки задвижки N1 Ду300;
2) узел установки задвижки N2 Ду300 с отводом на перспективу подземно в колодце для Свободной экономической зоны «Оңтүстік» и Индустриальной зоны «Оңтүстік».

Выбор труб и конструктивных элементов газопровода выполнен на основании расчетов и требований СН РК 4.03-01-2011 «Газораспределительные системы».

Газопровод высокого давления (I категории) запроектирован из стальных труб диаметром 325х7,0мм по ГОСТ 20295-85, из стали 17Г1С марка стали К52 ВУС трехслойная с заводской изоляцией.

Расчет толщины стенки газопровода высокого давления (I категории) произведен согласно «Пособию по расчету на прочность технологических стальных трубопроводов на Ру до 10 МПа (к СН 527-80)».

Прокладка газопровода

Подводящий газопровод высокого давления I категории Р=1,2 МПа из стальных труб по ГОСТ 20295-85 в подземном варианте диаметром 325х7,0мм -5329,0м и надземный 365,0м. Газопроводная сеть оснащена необходимым количеством отключающих устройств.

Соединительные детали подземной и надземной части трубопроводов I категории применяются отводы по ГОСТ 17375-2001, переходы ГОСТ 17378-2001.

Газопроводная сеть оснащена необходимым количеством отключающих устройств. Установка стальных задвижек предусмотрена надземная.

Проектом приняты отключающие устройства 30с41нж Ду300 и Ду200 класса герметичности С.

Для отключающих устройств предусмотрено сетчатое ограждение для защиты от механических повреждений.

При выборе трассы газопровода учитывалось расположение и насыщенность в районе прокладки: тепловых сетей, водоводов и других подземных коммуникаций, проведение ремонтных работ на которых может привести к повреждению труб.

Минимальные расстояния от зданий, сооружений и инженерных коммуникаций до газопроводов приняты в соответствии с требованиями МСН 4.03-01-2003 и СН РК 4.03-01-2011 «Газораспределительные системы».

Для соединения стальных труб применяют дуговую (ручную, полуавтоматическую, автоматическую под флюсом) сварку электродами типа Э42 и Э42А.

Технология сварки газопроводов включает: подготовку труб к сварке, сборку стыков, базовую сварку труб в секции и сварку труб или секции в нитку.

Повороты линейной части газопровода I категории в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются стальными отводами по ГОСТ 17375-2001 или упругим изгибом с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы.

Сварочные работы могут производиться при температуре окружающего воздуха от минус 15°С до плюс 45°С.

Место сварки защищают от атмосферных осадков, ветра, пыли и песка, а в летнее время и от интенсивного солнечного излучения. При сварке свободный конец трубы или плети закрывают для предотвращения сквозняков внутри свариваемых труб.

Ширина траншей по постели при траншейной прокладке должна быть не менее:

d +300 мм для труб диаметром более 110 мм.

Допускается уменьшение ширины траншеи (устройство узких траншей) или канала (при бестраншейной прокладке) вплоть до диаметра укладываемой трубы при условии,

что температура поверхности трубы при укладке не выше плюс 20°С, а также исключения возможности повреждения ее поверхности.

Строительство переходов газопроводов через искусственные и естественные преграды

Проектируемый газопровод I категории пересекает две дороги местного значения 4 категории.

Газопровод при переходе через автомобильную дорогу 4-ой категории «на факельную» и «на нефтебазу» прокладывается подземно в стальном футляре открытым методом, с востановлением асфальтного покрытия.

Футляры должны удовлетворять условиям прочности и долговечности. На одном конце футляра предусматривается контрольная трубка, выходящая под защитное устройство.

При пересечении газопровода автомобильных дорог глубина укладки газопровода до верха футляра – 4,05м и 1,45м.

Конец защитного кожуха должен быть выведен на расстояние не менее 2 м от подошвы насыпи.

Пересечение подводящего трубопровода I категории подземных коммуникаций (электрические кабели) осуществляется открытым способом. При этом пересекаемый кабель связи прокладывается в асбестоцементном футляре.

Концы футляра должны выводиться на расстояние не менее 2м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений и коммуникаций.

Расстояние по вертикали (в свету) между газопроводом и подземными инженерными коммуникациями и сооружениям в местах их пересечений не менее 0,2 м.

Паралельно прокладывается с рекой Текесу запроектирован в надземном на опорах высотой 5,0м и подземном исполнении (см. чертежи 227-V-3-ТХ).

Обозначение трассы газопровода предусматривают: путем установки опознавательных знаков в соответствии с положениями действующих нормативных документов.

Защита от коррозии

Защита надземных стальных газопроводов от атмосферной коррозии осуществляется путем нанесения на газопроводы 2-х слоев эмали ПФ-115 после 2-х слоев грунтовки ГФ-021 в соответствии с требованием СНиП РК 2.01-19-2004 г., МСН 4.03.01-2003 СН РК 4.03-01-2011 «Газораспределительные системы».

Защита подземных стальных газопроводов предусмотрена трехслойным заводским покрытием ВУС. Изоляция сварных стыков – лентой «ТЕРМА-СТ».

Предусмотрена весьма усиленная изоляция стальных футляров на переходах через автодороги, а также при выходе из земли, согласно ГОСТ 9.602-2005 (полимерными лентами) для защиты от почвенной коррозии.

Кроме того для стальных футляров при переходе газопровода через автодороги и водные преграды предусмотрена активная защита от почвенной коррозии (протекторами ПМ-20У).

Для защиты трассы газопровода из стальных труб от почвенной коррозии предусмотрена катодная станция УКЗ.

Очистка внутренней полости и испытание газопровода

После окончания работ по монтажу газопровода проектом предусматривается испытание газопровода на герметичность воздухом в соответствии с требованиями СН РК 4.03-01-2011, СП РК 4.03-101-2013 «Газораспределительные системы», СНиП РК 3.05-01-2010 «Магистальные трубопроводы» и «Требования по безопасности объектов систем газоснабжения» приказ МВД РК №673 от 09.10.2017 г.

Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопровода должна быть очищена в соответствии с проектом производства работ. Очистку полости внутренних газопроводов следует производить перед их монтажом продувкой воздуха.

Очистку полости газопроводов выполняют продувкой воздухом. Допускается пропуск очистных поршней из эластичных материалов. Продувка осуществляется

скоростным потоком (15-20 м/с) воздуха под давлением, равным рабочему. Газопровод очищается участками или целиком в зависимости от его конфигурации и протяженности.

Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин.

Продувка считается законченной, когда из продувочного патрубка начинает выходить струя незагрязненного сухого воздуха. Во время продувки участки газопровода, где возможна задержка грязи (переходы, отводы и пр.), рекомендуется простукивать неметаллическими предметами (дерево, пластмасса), не повреждающими поверхность трубы.

Для продувки и пневматического испытания газопроводов применяют компрессорные установки, соответствующие по мощности и производительности диаметру и длине испытываемого газопровода.

Для испытания 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 давлений для данного типа арматуры (устройств). Если арматура не рассчитана на испытательное давление, то вместо нее на период испытаний следует устанавливать катушки, заглушки.

Испытание газопровода должна производить строительно-монтажная организация в присутствии представителя эксплуатационной организации.

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

До начала испытаний на герметичность газопровод следует выдерживать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта.

Испытания стального подземного газопровода на герметичность необходимо производить давлением $P_{ис.}$=1,5МПа продолжительность испытания 24 часа согласно СН РК 4.03.-01-2011 табл. 15.

Испытания стального надземного газопровода на герметичность необходимо производить давлением $P_{ис.}$=1,5МПа продолжительность испытания 1 час согласно СН РК 4.03.-01-2011 табл. 16.

Результаты испытаний на герметичность следует считать положительными, если за период испытания давления в газопроводе не меняется, то есть нет видимого падения давления по манометру класса точности 0,6, а по манометрам класса точности 0,15 и 0,4, а так же по жидкостному манометру падения давления фиксируется в пределах одного деления шкалы.

После завершения испытаний газопровода давление следует снизить до атмосферного, установить автоматику, арматуру, оборудование, контрольно-измерительные приборы.

6.2.3 Конструктивные решения блок-контейнеров

Блок-контейнеры состоят из цельносварного металлического каркаса, установленного на жесткой раме из профильного материала.

В качестве утеплителя используются негорючие минераловатные плиты на основе базальтового волокна IZOROC П-75. В блоках предусмотрена гидро - и пароизоляция, обеспеченная гидро и пароизоляционной плёнкой (дышащая трёхслойная мембрана) производства ИЗОСПАН.

Внутренняя отделка стен и потолка выполнена профлистом стеновым С8 окрашенным, прикрепленным к каркасу через стекло-магниевый лист СМЛ (негорючий материал) для минимизации «мостов холода». Наружная отделка: стен – металлосайдингом типа «Корабельная доска» окрашенным; крыши – кровельным профлистом МП-20 окрашенным. Пол внутри блок-контейнеров имеет настил из листа стального рифлёного ромбического.

Напольное покрытие выполнено в искробезопасном исполнении за счёт диэлектрических ковриков, уложенных поверх напольного настила внутри блок-контейнеров.

В отсеках блок-контейнеров с категорией А и Г в крыше предусмотрены люки в качестве легкосбрасываемых конструкций.

Блок-контейнеры за счёт дополнительных строповочных элементов, предусмотренных конструкцией, удобны для транспортировки и монтажа, отвечают железнодорожным габаритам перевозки, и вместе с тем обеспечивают свободный доступ эксплуатирующего персонала ко всем органам управления и узлам технологической схемы, для целей обслуживания и ремонта.

Покраска блоков выполнена в корпоративном цвете.

Конструкция блоков удовлетворяет районам с сейсмичностью 7 баллов.

Под блок контейнеры выполнены монолитные железобетонная плита из бетона класса В15. Основанием служат гравийно-песчаная подушка толщиной 500 мм.

Под надземные газопроводы выполнены металлические стойки из труб диаметром 219х5 мм. Фундаменты под металлические стойки выполнены из бетона класса В 7,5.

Переходы газопровода выполнены из металлической стойки из труб диаметром 325х8 мм. Фундаменты под металлические стойки выполнены из бетона класса В 15.

Для защиты надземных стальных газопроводов от атмосферной коррозии предусмотрен покраска лакокрасочный состав «Феникс СТВ» по двум слоям грунтовки ГФ-021 в соответствии с СНиП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкции от коррозии».

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Теплоснабжение

Теплоснабжение объектов АГРС-50 выполнен в соответствии с действующими на территории Республики Казахстан нормативными документами МСН 4.02-02-2004 «Тепловые сети», СН РК 4.02-11-2003 «Инструкция по проектированию и монтажу тепловых сетей из труб индустриальной теплоизоляции из пенополиуретана в спиральновитой оболочке из тонколистовой оцинкованной стали», СНиП РК 4.02-42-2006 «Отопление, вентиляция и кондиционирование», ГОСТ 30732-2006 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой».

Объекты АГРС, подлежащие теплоснабжению предусмотрены в блочном исполнении.

Теплоснабжение объектов АГРС, а именно блока блоков редуцирования, блока подготовки теплоносителя, узла подогрева газа осуществляется от газовой котельной в блочно-модульном исполнении, расположенной в блоке подготовки теплоносителя, расчетной мощностью N=700,0 кВт.

Котельная оборудована 2 котлами «Буран Бойлер» ВВ-3560 тепловой мощностью 350 кВт. На каждом котле установлена газовая дутьевая горелка. Циркуляция теплоносителя в контуре теплоснабжения принудительная с помощью двух электронасосов «WILO» IL 80/110-3/2, 3 кВт, 3х400 В (рабочий и резервный). Для работы котлов к блоку подготовки теплоносителя подводится природный газ с давлением 2 кПа по ГОСТ 5542-2014. Газ через термозапорный клапан, отсечной электромагнитный клапан подаётся в ротационный счётчик газа. Краны шаровые отключают счётчик для поверки, обслуживания и ремонта. После счётчика, через краны шаровые, газ поступает в котлы. На узле учёта также предусмотрена обводная (байпасная) линия, на случай выхода из строя счётчика газа. Для контроля давления и сигнализации превышения давления газа в подводящем газопроводе котлов служат манометр и датчик-реле давления. Циркуляция теплоносителя в контуре теплоснабжения принудительная с помощью двух электронасосов «WILO» IL 80/110-3/2, 3 кВт, 3х400 В (рабочий и резервный). Для очистки теплоносителя перед входом в циркуляционные насосы установлен фильтр. Узел подогрева теплоносителя может заполняться и подпитываться электронасосом БУРУН

ПФ 1.8/4-М 0,55/4 1*230В из подземной ёмкости для теплоносителя через дренажный патрубок коллектора подпитки. Подземная ёмкость 9 теплоносителя объёмом 2,5 м³ поставляется совместно с отсеком подготовки теплоносителя. Избыточное давление в контуре теплоснабжения поддерживается мембранным расширительным баком ёмкостью 300 л, подключенным к входному трубопроводу коллектора обратного теплоносителя. Для предотвращения повышения давления в контуре циркуляции выше допустимого, на выходе из котлов, установлены предохранительные сбросные клапаны с давлением срабатывания 0,55 МПа, сбрасывающий теплоноситель в дренажный бак. Дымовые трубыот каждого котла Ду-400 высотой 8,0 м с газоходами со взрывным клапаном входят в комплект поставки компании-производителя ООО «Завод «Нефтегазоборудование». В нижней части труб предусмотрены заглушки для осмотра трубы и слива конденсата.

Блок операторной поставляется с собственной котельной, расположенной в помещении топочной. Котельная оборудована 2-х контурным настенным газовым котлом ProthermPanther 25 KTV, с мощностью 24,6 кВт, в комплекте с кронштейном для крепления, дроссельной шайбой газохода, рукояткой заливочного крана и насадкой на сливной клапан и другим вспомогательным оборудованием.

Котельные работают в автоматическом режиме и не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала, достаточны контрольные посещения.

Теплоносителем системы теплоснабжения является антифриз «DIXIS-65» (поставляется в комплекте), который при использовании разбавляется водой согласно инструкции на упаковке. Допускается использование других низкозамерзающих жидкостей с температурой кристаллизации не выше минус 40°С. Содержание этиленгликоля в теплоносителе не должно превышать 50% по объёму. При использовании теплоносителя необходимо строго соблюдать рекомендации завода-изготовителя.

Температурный график теплоносителя 90-65°С

Расчетная тепловая нагрузка на блоки АГРС

Таблица 5

Наименование здания	Наружная т-ра tн, °С	Расход тепла, кВт		
		Отопление	Технологические нужды	Общий
Узел подогрева газа	-17	-	578,0	578,0
Блок редуцирования газа		8,7	-	8,7
Блок подготовки теплоносителя		7,7	-	7,7
Всего на котельную блока подготовки теплоносителя:		16,4	578,0	594,4
Блок операторной с собственной котельной		7,92	-	7,92
Блок автоматической одоризации электрообогрев		1	-	1

Тепловые сети

Схема внутриплощадочных тепловых сетей к блокам принята двухтрубная, тупиковая.

Трубопроводы тепловых сетей к блокам прокладываются надземно на опорах.

Компенсация тепловых удлинений осуществляется углами поворота трассы.

ГОСТ 30732-2006 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополеуретана с защитной оболочкой»

Общая протяженность тепловых сетей составляет 41м.

Отопление и вентиляция

Система отопления, вентиляции и температуры воздуха в помещениях АГРС соответствует требованиям СНиП РК 4.02-42-2006 и техническим требованиям заводов-изготовителей оборудования, систем, устройств и приборов.

Отопление блок-контейнеров осуществляется путём циркуляции теплоносителя по двухтрубной системе отопления блок-контейнеров.

В блок-контейнерах АГРС предусмотрена естественная вентиляция, рассчитанная на трёхкратный воздухообмен в час, в блоках редуцирования применена аварийная принудительная вентиляция с применением взрывозащищенных вентиляторов. В блоке автоматической одоризации газа предусмотрена естественная вентиляция, рассчитанная на 10-ти кратный воздухообмен.

Кратность воздухообмена в помещениях АГРС обеспечена в соответствии с требованиями СТ РК 1916 2006:

В технологических отсеках, кроме помещения одоризации - 3;

В помещении узла одоризации - 10;

Включение аварийной вентиляции происходит как при срабатывании датчика контроля загазованности помещений, так и от ручного побуждения, при этом она обеспечивает восьмикратный воздухообмен. Оборудование аварийных систем вентиляции принято во взрывозащищенном исполнении.

С наружной стороны дверей установлены средства световой и звуковой сигнализации о загазованности этих помещений и кнопочные посты управления аварийной вентиляцией.

Предусмотрено автоматическое отключение вентиляционных систем во время пожара.

В помещении операторной предусмотрена система кондиционирования воздуха, отопление электрическое.

Водоснабжение и канализация

Система водоснабжения осуществляется путём доставки воды автотранспортом в резервуар питьевой воды, рассчитанный на трёхсуточный расход установленный в блоке операторной. В контейнерных зданиях, как правило, водоснабжение осуществляется из периодически заполняемых встроенных баков. Доставка воды производится автотранспортом, имеющим санитарно-эпидемиологическое заключение. Емкости для хранения воды должны быть изготовлены из материалов, разрешенных к применению для этих целей на территории Республики Казахстан.

Чистка, мытье и дезинфекция емкостей для хранения и перевозки привозной воды производится не реже одного раза в десять календарных дней и по эпидемиологическим показаниям. Внутренняя поверхность механически очищается, промывается с полным удалением воды, дезинфицируется. После дезинфекции емкость промывается, заполняется водой и проводится бактериологический контроль воды. Для дезинфекции применяются дезинфицирующие средства, разрешенные к применению в Республике Казахстан. Водоснабжение должно обеспечить работающих питьевой водой, отвечающих требованиям ГОСТ 2874 - 82 "Вода питьевая. Для питьевых нужд будет использована вода бутилированная привозная. Вода, используемая для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд, должна соответствовать требованиям Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждаемых Правительством Республики Казахстан.

Канализация разрабатывается, прежде всего, для обслуживания блока операторной. Для сбора хозяйственно-бытовых стоков проектируется биотуалет, который по мере накопления очищается и нечистоты вывозятся специальным транспортом.

Электроснабжение

Внешнее электроснабжения

Электроснабжение АГРС-50 выполнено на основании задания на проектирование, чертежей генерального плана, технических условий на электроснабжение №2-62-1438 от 13.07.2017 года, выданные АО «Интергаз Центральная Азия» и нормативной документации, действующей на территории РК.

Для электроснабжения АГРС-50 предусмотрено строительство ВЛ-6 кВ. Выполнена проводом АС-50/0,8 на железобетонных стойках СВ-105 и проложена от опоры №460 существующей ВЛ-6 кВ фидер «ЭХЗ-1» яч. А09 ЗРУ-6 кВ КС-4А, до комплектной трансформаторной подстанции КТПН-6/0,4 кВ с масляным трансформатором 25 кВа. Длина ВЛ-6 кВ составляет 405 м. КТПН-6/0,4 кВ с воздушным вводом установлена на территории АГРС-50. В качестве резервного источника электроснабжения, для потребителей I и II категории, предусмотрена установка бензиновой электростанции (БЭС) мощностью 16 кВА. БЭС установлена в специально отведенной нише блока операторной с подключением напрямую в ШВУ, поставляется комплектно с блоком операторной.

Учет электроэнергии на АГРС-50 осуществляется в РУ-0,4 кВ КТПН-6/0,4 кВт трехфазным, трехтарифным электрическим счетчиком МЕРКУРИЙ 234ART2-03 PQC(R)IL(G)SDN с функциями сбора и передачи данных (УСПД) и GSM модемом. Электронный счетчик поставляется комплектно с КТПН-6/0,4 кВ. Передача данных о потреблённой электроэнергии со счётчиков осуществляется через встроенный GSM модем.

Внутриплощадочные электрические сети

К силовым электроприемникам проектируемых площадок относится технологическое оборудование, поставляемое в блочно-модульном исполнении полной заводской готовности, выполненных в соответствии с нормами эксплуатации во взрывоопасной среде.

Потребителями электроэнергии являются: электродвигатели технологических насосов и горелки блока подготовки теплоносителей, электрообогреватели Оша, греющие кабеля узла очистки газа, аварийные вентиляторы, оборудование автоматики САУ ТП и связи, приборы учета расхода газа и др.

Для подключения электроприемников АГРС-50 в здании Операторной установлен шкаф вводно-учетный ШВУ, который поставляется комплектно с блоком Операторной. ШВУ запитан от комплектной трансформаторной подстанции КТПН-6/0,4 кВ. Основным вводом для ШВУ принят питающий кабель от РУ-0,4 кВ КТПН-6/0,4 кВ, резервным - кабель от бензиновой электростанции (БЭС).

ШВУ оборудован АВР, для переключения основного питания от РУ-0,4 кВ КТПН-6/0,4 кВ и резервного питания от бензиновой электростанции (БЭС). Блоки и узлы, расположенные на территории АГРС, являются законченными устройствами, разработанными и поставляемыми заводом изготовителем оборудования.

Подключение блоков и узлов, поставляемых комплектно, выполнено согласно рекомендуемым данным поставщика оборудования.

Внутриплощадочные электрические сети выполнены силовыми кабелями марки ВБбШв и контрольными кабелями марки КВБбШв, проложенными по кабельным конструкциям и в траншеях. В местах пересечения с автодорогами и трубопроводами кабеля защищены асбестоцементными трубами. Сечение кабелей выбраны по экономической плотности тока, нагреву согласно ПУЭ РК.

Вводы в блок-боксы выполнены согласно типовой серии А5-92. Вводы после прокладки кабелей герметично заделываются.

Наружное электроосвещение

Освещение площадки АГРС-50 выполнено в соответствии с нормами СН РК 2.04-02-2011 «Естественное и искусственное освещение», СН РК 4.04-19-2003 «Инструкция по проектированию силового и осветительного оборудования промышленных предприятий» ПУЭ РК 2015 г. и ПТЭ РК.

Для наружного освещения площадок предусмотрены прожекторные мачты типа ПМЖ-16,6, выполненные по типовой серии 3.407.9-172. Прожекторные мачты

оборудованы металлической площадкой и лестницей для установки и обслуживания прожекторов и светильников. Стойка мачты принята типа СЦП 195-310 цилиндрическая из центрифугированного железобетона с предварительно напряженной арматурой. Сборка, закрепление в грунте производится согласно типовой серии.

В качестве источника света приняты прожектора типа FLC LED TYPE 2 PS 4000K со светодиодами SMD мощностью 53 Вт и обладают абсолютной герметичностью корпуса, антивандальностью, виброустойчивостью, пылевлагозащищенностью, прочностью и долговечностью.

Питание сети освещения АГРС-50 осуществлено от щита ШВУ, поставляемого с блок-боксом, кабелем ВБбШвнг, проложенном в траншее совместно с силовыми кабелями электроснабжения.

Молниезащита

Молниезащита сооружений на площадке АГРС-50 разработана в соответствии с требованиями СН РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений».

Максимальная величина сопротивления заземляющего устройства для молниезащиты определена требованиями ПУЭ РК и составляет не более 4 Ом.

В соответствии с инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений все технологические установки со взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой по 2-ой категории.

В качестве молниеотводов в проекте предусмотрено использовать прожекторные мачт типа ПМЖ-16.6, принятые для наружного освещения.

Зоны защиты молниеприёмников высотой 20,39 м, над поверхностью земли расположенные на площадках, покрывают защищаемые объекты. Заземление молниеприёмников выполнено из полосовой стали 40х4 мм и стержневыми вертикальными электродами диаметром 16 мм.

Заземление и защитное зануление

Для защиты людей от поражения электрическим током предусмотрено заземление и защитное зануление всех металлических частей электрооборудования. Заземление предусмотрено путём присоединения электрооборудования к наружному контуру заземления стальной полосой 40х4 мм. В качестве защитного зануления используются дополнительные жилы кабелей путём присоединения их к нулевой шине распределительных щитов и металлическим частям электрооборудования.

Контур защитного заземления выполнен из вертикальных электродов (сталь круглая диаметром 16 мм) длиной 5 м для общей системы заземления и для контура заземления трансформаторных подстанций, соединенных одной полосовой сталью 40х4 мм, проложенных на глубине 0,6 м.

Полосовую сталь приваривать к вертикальным заземлителям термитной или дуговой сваркой с швом длинной не менее двойной ширины полосы заземления. Сварные швы в земле покрыть битумным лаком для защиты от коррозии, а на открытых местах краской, стойкой к химическим воздействиям. Молниеприёмники для предохранения от коррозии окрасить черной эмалью ПФ-115 ГОСТ 6465-76*.

На площадке также предусмотрен контур заземления «Нуль система» для приборов КИПиА, связи и сигнализации, гальванически не связанный с защитным контуром заземления. Сопротивление контура «Нуль система» в любое время года должно быть не более 1 Ом.

Защита от статического электричества

Защита от статического электричества выполнена в соответствии с «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности».

Защите от статического электричества подлежат все трубопроводы и технологическое оборудование, на котором возможно возникновение статического электричества.

Для защиты от возникновения статического электричества при движении газа внутри газопровода, трубопроводы в местах соединений должны быть надежно соединены между собой через перемычки.

Заземление является основным и достаточным способом устранения опасности от статического электричества.

Системы связи

В соответствии с требованиями ТУ №15-10/2687 от 20.07.2017 года на данном проекте передача данных о работе АГРС-50 предусмотрена по беспроводной сети через цифровую радиорелейную линию связи до узла связи Акбулакского ЛПУ УМГ «Шымкент».

У цифровых РРС повышенная пропускная способность – до 78 Мбит/с – приближает серию МИК-РЛ4…15РМ к высокоскоростным ЦРРС.

Цифровая радиорелейная станции серии МИК-РЛ 4…15 РМ обладает возможностью передачи комбинированного трафика TDM+Ehternet, высокой энергетикой радиолинии и широким набором функциональных возможностей. ЦРРС – сбалансированное ценовое решение для работы на трассах.

Цифровая радиорелейная станции серии МИК-РЛ 4…15 РМ выполняет следующие функции:

изменяемая пропускная способность 5…78 Мбит/с;

полезная нагрузка до 18хE1 + Ethernet 10/100 в полосе 28 МГц при модуляции QAM16;

совместная передача TDM и Ethernet трафика с возможностью гибкого перераспределения пропускной способности;

встроенный коммутатор с возможностью разветвления и переназначения трафика;

автоматическое резервирование стволов по критериям достоверности (BER), уровня приёма и аппаратной аварии;

цифровой канал служебной связи с селективным вызовом;

дополнительные каналы с цифровыми и аналоговыми интерфейсами (дополнительный модуль МД-Е1);

входы/выходы внешних сигнальных датчиков и исполнительных устройств;

система телеуправления и телесигнализации (ТУ-ТС) РРЛ;

встроенные средства тестирования и контроля параметров оборудования;

дистанционный мониторинг и управление сетью РРЛ осуществляется с помощью ПСО «Мастер».

Состав станции:

Оборудование радиорелейных станций МИК-РЛ4…15РМ подразделяется на:

- выносное оборудование (ODU) – антенны и приёмопередающее устройство (ППУ);
- внутреннее оборудование (IDU) – модуль доступа и источники питания.

Производственно-технологическая УКВ радиосвязь

Проектом рассмотрена организация линейно-диспетчерской УКВ (мобильной) радиосвязи в диапазоне 403-470 МГц, основанная на новейшем стандарте цифровой радиосвязи и передачи данных NXDN и цифровом оборудовании NEXEDGE.

Для обслуживающего персонала предусмотренвы носимые радиостанции УКВ Kenwood NX300IS с зарядным устройством в количестве 3 шт.

Производственно-технологическая сеть УКВ связи обеспечивает максимальную гибкость в развитии, сопряжение ее со смежными сетями технологической связи УКВ диапазона при проведении аварийных, регламентных и ремонтно-восстановительных работ.

Система технологической УКВ связи выполняет следующие функции:

связь радиоабонентов между собой;

связь с диспетчером ЛПУ;

группообразование и связь группы абонентов с диспетчером;

выход на телефонную сеть предприятия;

возможность организации связи в экстремальных случаях и чрезвычайных ситуациях.

Спутниковая связь

Спутниковая связь рассмотрена как резервный канал передачи данных, обеспечивающий передачу данных с Пункта управления газопровода-отвода на АГРС-50 на ЛПУ Акбулак УМГ «Шымкент». Организация связи на базе спутниковых систем является надежным решением для организации технологической связи в тех местах, где услуги традиционной связи либо слишком дороги, либо доступ к ним затруднен. Спутниковые системы позволяют обеспечить связь на всей территории Республики Казахстан, в том числе в удаленных от населённых пунктов точках. Резервная технологическая связь организована на базе системы спутниковой связи iDirect.

В проекте оборудование спутниковой связи – существующее.

Охранная сигнализация

Предусмотрена система охранной сигнализации. Техническими средствами охраны оборудуется периметр площадки АГРС-50.

В качестве средства обнаружения применено оборудование «РЛД Редут/1-300И-С».

В качестве системы сбора и отображения информации предусмотрено устройство отображения информации «Фокус-СМ-16».

Система сбора информации, способ прокладки кабелей (в коробах, в земле, на тросе и т. д.), марка и сечение кабеля в зависимости от способа прокладки и протяженности периметра, оборудование для коммутации кабельных линий (шкафы, коробки распределительные и т. д.) определены на этапе проектирования с учетом условий объекта и в соответствии с техническим заданием на проектирование.

Состав оборудования системы охранной сигнализации Таблица №6

№ п/п	Наименование	Кол-во
1	Двухпозиционное радиолучевое средство обнаружения «РЛД Редут/1-300И-С»	4 шт.
2	Устройства сбора и обработки информации «Фокус-СМ-16».	1 шт.
3	Стабилизированный блок питания БП-150	1 шт.
4	Пульт контроля универсальный ПКУ	1 шт.
5	Устройство защиты УЗ-24	1 шт.

Прокладка магистральных сигнальных кабелей и кабелей питания выполнена в коробе, под воротами - в трубе на глубине 1 м. Кабели подключения на периметре проложены в металлорукавах.

Для коммутации цепей в блок боксе установлен электрошкаф ЕВ. Шкаф выполнен на базе оборудования фирмы RITTAL.

Подключение источника бесперебойного питания (ИБП) осуществляется от сети переменного тока напряжением ~220 В, обеспечивающей 1 категорию надежности электроснабжения согласно ПУЭ РК 2012г.

Пожарная сигнализация

Система пожарной сигнализации для АГРС включает в себя тепловые и дымовые пожарные извещатели, установленные в соответствии с требованиями СНиП РК 2.02-15-2003.

Ручные пожарные извещатели монтируются внутри или снаружи защищаемых помещений у выходов на путях возможной эвакуации при пожаре на стенах или строительных конструкциях на высоте не более 1,5 м от уровня пола.

Охранная сигнализация АГРС реализована на базе охранных датчиков ИО 102-26/В магнитоконтактных. Датчик установлен на двери. Сигналы от извещателей охранной сигнализации заведены в САУ ГРС.

Пожарная безопасность блоков обеспечивается в соответствии с требованиями ГОСТ 22853, ГОСТ 12.1.004 и СНиП РК 2.02-05-2009*, СНиП РК 2.02-15-2003*, СН РК 2.02-11-2002*, ГОСТ Р5133010-99.

Сигналы от извещателей пожарной сигнализации заведены на прибор пожарной сигнализации «Яхонт-16И», а с прибора в контроллер САУ ГРС. Пожарные извещатели ИП 101 Гранат выполнены в искробезопасном исполнении, что является достаточным

для обеспечения искробезопасной цепи согласно ГОСТ Р5133010-99 и не требует установки барьеров искрозащиты.

В отсеках категории А применяются извещатели пожарные тепловые взрывозащищенные (пассивные) ИП 101 Гранат, искробезопасного исполнения, формирование сигнала «Пожар» происходит при срабатывании пожарных извещателей в двух параллельных шлейфах, на одном шлейфе по два датчика.

В отсеках категории В4 применяются дымовые датчики ИД-2.

Блоки оборудованы средствами пожарной сигнализации и укомплектованы средствами пожаротушения (огнетушителями), установленными в удобных и доступных местах.

Перечень оборудования охранной и пожарной сигнализации в составе заводской поставки АГРС -50

Таблица №7

Наименование	Ед.изм	Кол-во	Назначение, место установки
Блок редуцирования газа			
Взрывозащищенный извещатель пожарный тепловой максимально-дифференциальныйИП 101 Гранат-МД А3(70°С) (Спецприбор) (0ExiaIIBT6)	шт.	4	
ИО 102-26/В (исп. 20) НПП «Магнито-контакт»	шт.	1	На открытие
БАОГ			
Взрывозащищенный извещатель пожарный тепловой максимально-дифференциальный ИП 101 Гранат-МД А3(70°С) (Спецприбор) (0ExiaIIBT6)	шт.	2	
ИО 102-26/В (исп. 20) НПП «Магнито-контакт»	шт.	1	На открытие
Блок операторной			
Пожарный извещатель дымовой максимально-дифференциальный ИД-2, исп. ИП 212-41М	шт.	6	
ИО 102-26/В (исп. 20) НПП «Магнито-контакт»	шт.	2	На открытие
Прибор приемно-контрольный Яхонт-16И	шт.	1	
Блок подготовки теплоносителя			
Взрывозащищенный извещатель пожарный тепловой максимально-дифференциальный ИП 101 Гранат-МД А3(70°С) (Спецприбор) (0ExiaIIBT6)	шт.	4	
ИО 102-26/В (исп. 20) НПП «Магнито-контакт»	шт.	1	На открытие

На технологических блоках АГРС-50 сигналы от тепловых и дымовых датчиков поступают на прибор приемно-контрольный (ППК) пожарный «Яхонт-16И». ППК пожарный «Яхонт-16И» предназначен для использования в системах пожарной, пожарно-охранной сигнализации и автоматического пожаротушения объектов, расположенных во взрывоопасных зонах.

Прибор оснащен интерфейсом RS485 для связи с автоматическими системами управления технологическими процессами (АСУТП), развернутыми на объекте. Обмен информацией осуществляется по протоколу MODBUS. Прибор оснащен также интерфейсом USB для связи с персональным компьютером (ПК), с которого осуществляется программирование параметров прибора.

Прибор обеспечивает:

- автоматическую передачу на систему АСУ ТП раздельных извещений о пожаре, внимании, а также об охранной тревоге и неисправностях;
- местную световую и звуковую сигнализацию раздельных извещений о норме, внимании, пожаре, охранной тревоге и неисправностях для каждого шлейфа;
- возможность посылки в ручной пожарный извещатель сигнала квитирования;
- формирование стартового импульса запуска средств системы пожаротушения (раздельно по каждому направлению) без задержки или с задержкой (на 10,40,80,120 с.) после регистрации тревоги;
- для охранного типа шлейфа программирование параметров охраны: задержка взятия (30,60,120 с.), задержка тревоги (30,60,120 с.), время интегрирования;

для охранного типа шлейфа управление выносным световым индикатором охраны;

программирование и отображение параметров прибора на ПК через интерфейсы USB или RS485.

Видеонаблюдение

Техническими средствами видеонаблюдения оборудуется площадка АГРС-50.

На площадках установлены камеры с ИК-подсветкой, встроенным MicroSD памятью фирмы «Hikvision» типа DS-2CD2632F-IS на специальных опорах для видеокамеры. Видеоданные передаются через коммутатор TP-LINKTL-SF1005D в систему СЛТМ.

Коммутатор и блоки питания установлены в проектируемый шкаф связи.

Состав оборудования системы видеонаблюдения: Таблица №8

Наименование	Количество
DS-2CD2632F-IS погодозащищенная сетевая камера высокой четкости с ИК-подсветкой (Hikvision)	3 шт.
DS-2CD2412F-I, 1.3 мегапиксельнаякомпактнаяIP-камера с ИК подсветкой, питание 12 VDC	1 шт.
Блок питания QUINT-POWER, перв. 230В/ втор. 12В (PhoenixContact)	1 шт.
Коннекторы RJ-45	10 шт.

Прокладка кабелей видеонаблюдения и кабелей питания выполнена в коробе, под воротами в трубе на глубине 1 м.

Технические решения, принятые в проекте, разработаны в соответствии с действующей нормативной документацией согласно СТ РК 1916-2009.

Автоматическое управление узлами и агрегатами

Автоматика включает в себя аварийную и технологическую сигнализацию, сигнализацию положения исполнительных механизмов регистрацию технологических параметров, автоматическое управление узлами и агрегатами, ручное управление узлами и агрегатами, автоматический переход на резервное питание.

Аварийная и технологическая сигнализация обеспечивает световую и звуковую сигнализацию аварийного параметра, также выводятся следующие параметры:

давление газа на входе меньше допустимого;

давление газа на выходе выше предельно-допустимого;

давление газа на выходе ниже минимально-допустимого;

высокий перепад на фильтре очистки газа от механических примесей и капельной жидкости;

низкое давление на собственные нужды;

пожар в блоке АГРС;

высокий уровень в емкости сбора конденсата;

высокий уровень в емкости для хранения одоранта;

низкий уровень в емкости для хранения одоранта;

автоматический переход на резервную нитку редуцирования при повышении/ понижении давления газа на выходе.

Указанные параметры передаются в операторную АГРС и ЦДУ.

Предусмотрена также автоматизация и управление пневноприводами крановых узлов №1 и №2.

Сигнал от датчиков температуры и давления поступает на шкаф связи и телекоммуникации, предусмотренных на площадках КУ №1 и КУ№2 соответственно. Управление, отображение и сигнализация контроллируемых патаметров крановых узлов предусмотрена с АРМ оператора в блок операторной АГРС.

Автоматизированный комплекс контроля, управления и защиты АГРС

В проекте предусмотрено подключение комплектно поставляемого в составе АГРС автоматизированного комплекса контроля, управления и защиты АГРС (далее - комплекс) к системе линейной телемеханики магистрального газопровода.

Комплекс предназначен для контроля и управления технологическим процессом (ТП) на ГРС посредством сбора информации о состоянии ТП от первичных датчиков (аналоговых, дискретных типа «сухой контакт»), анализа ситуации и выдачи сигналов управления на исполнительные механизмы (согласно заложенному алгоритму).

Комплекс обеспечивает работу в режимах:

1) автономного функционирования;
2) дистанционного управления;
3) централизованного управления.

В автономном режиме осуществляется сбор, обработка и представление технологической, аварийной сигнализации и автоматическое управления исполнительными механизмами по защитам.

В режиме дистанционного управления осуществляется сбор, обработка и представление технологической, аварийной сигнализации и управление исполнительными механизмами с панели контроля и управления комплекса или удаленного пульта контроля и управления.

В режиме централизованного управления осуществляется автоматическая передача информации и прием команд управления с верхнего уровня.

Состав функций реализуемых комплексом:

автоматическая самодиагностика комплекса технических средств, в том числе работоспособность процессорной платы, системной шины контроллера (контроль «зависания» программы), работоспособность локальной сети с формированием аварийного расшифрованного сообщения на верхний уровень управления с указанием кода ошибки;

взаимодействие по интерфейсному каналу связи с автоматизированным рабочим местом оператора ГРС (АРМ оператора ГРС);

ведение архивов непосредственно в контроллере САУ АГРС на случай отказа канала связи и во избежание потери данных;

вывод информации для документирования на принтер в виде твердой копии;

прием и передачу данных по EthernetTCP/IP;

двусторонний обмен информацией по протоколу TCP/IPс АРМ оператора;

двусторонний обмен информацией с выносным пультом контроля и управления АГРС (предоставление на экране пульта оператора мнемосхем ГРС в целом ее подсистем и отдельного технологического оборудования);

сбор, обработку, хранение, регистрацию и автоматическую передачу в систему управления верхнего уровня следующей информации, полученной в ходе контроля за технологическим процессом.

Автоматизированный комплекс контроля, управления и защиты АГРС поставляется комплектно с АГРС.

Комплект поставки

Шкаф контроля и управления (ШКУ);

Шкаф вводно-учетный (ШВУ) (опционально);

Источник бесперебойного питания, аккумуляторные батареи;

Шкаф бесперебойного питания;

АРМ оператора или панель оператора;

Программное обеспечение.

Коммуникационные возможности

Обмен данными с САУ АГРС на ДП ЛПУ «Акбулак» осуществляется по ЦРРЛ с использованием протокола EthernetTCP/IP.

Структура системы автоматизации

На уровне ДП ЛПУ «Акбулак» предусмотрено:

циклический сбор и регистрация данных от ПЛК;

формирование архивов для хранения ретроспективных данных с целью дальнейшего представления их на уровень 1;

защита информации.

непрерывный циклический мониторинг состояния объектов;

первичная обработка сигналов;

обработка логических алгоритмов контроля и управления - прикладного программного обеспечения.

Структура и параметры ДП ЛПУ «Акбулак» и САУ АГРС унифицированы.

Комплекс обеспечивает выполнение функций пункта управления по сбору, обработке, хранению и отображению информации в реальном времени о состоянии АГРС, включая поддержку графических операторских рабочих мест (АРМ диспетчеров).

Комплекс состоит из:

унифицированного АРМ оператора на ПУ АГРС в настольном исполнении ;

накопителя на компакт-дисках.

В качестве серверов используются универсальные ЭВМ.

Реализация функции системы управления и визуализации технологического процесса будет осуществлена на базе ПО WINCC.

На уровне операторского управления поддерживается интерфейс:

отображения информации на сенсорной панели оператора;

световой и звуковой сигнализации нарушений технологического процесса и отказов технических средств системы;

печати протоколов;

архивирования информации;

санкционирования доступа к функциям системы с помощью паролей.

Структура комплекса технических средств и Функциональная схема автоматизации отражены на чертежах.

Пункт управления

В операторной АГРС установлен АРМ оператора со SCADA-пакетом WinCC. АРМ оператора совмещен с сервером WinCC, на котором временно хранятся полученные данные. Накопленные данные с определенной периодичностью передаются на CAS-сервер, расположенный в диспетчерском пункте ЛПУ-Акбулак.

Структура и параметры пункта управления ДП ЛПУ Акбулак обеспечивает выполнение функций пункта управления по сбору, обработке, хранению и отображению информации в реальном времени о состоянии технологических объектов АГРС включая поддержку графических операторских рабочих мест (АРМ диспетчеров).

Программное обеспечение WinCC – пакет программирования SCADA

Система HMI – SIMATIC WinCC работает в MicrosoftWindows XP/7. WinCC состоит из мощного программного обеспечения RuntimeSystem (RT) и пакета конфигурирования ConfigurationSystem (CS).

WinCC может использоваться для визуализации установок и небольших производств в любой отрасли промышленности.

Питание системы автоматизации

Для питания контроллера и приборов полевого уровня предусмотрен стабилизированный источник питания на 24 В с комплектом аккумуляторных батарей.

На щите контроллера устанавливаются шины заземления: шина заземления PE.

Ввод питания в щиты контроллера (~220 В и заземляющего проводника PE) выполнен в электрической части проекта. Для питания контроллеров и приборов полевого уровня предусмотрены блоки питания с выходным током 24В DC 10А, вх. 100-220В АС.

На щитах контроллера устанавливаются шины заземления: шина заземления PE и шина сбора экранов.

Электрохимзащита

Газопровод-отвод подлежит комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты. Защита от почвенной коррозии согласно требований СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 предусмотрена усиленного типа, нанесением в заводских условиях трехслойного полимерного покрытия толщиной 2 мм и изоляции сварных стыков термоусаживающими манжетами «ТЕРМА-СТМП».

Электрохимическая защита газопровода-отвода диаметром 325х7,0мм протяженностью L=505,0 м осуществлена от существующих средств электрохимзащиты, установленных на магистральном газопроводе.

Решения по защите от коррозии подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов на площадке АГРС-50 основано на комплексном решении поставленных задач и применении современных методов их решения, обеспечивающих безаварийную и оптимальную работу объекта в целом. Защита осуществляется двумя методами: пассивным – применение изоляционных материалов (основной) и активным – применение катодной поляризации.

Пассивная защита представлена в технологическом разделе. В соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», для данного объекта применено наружное антикоррозионное покрытие усиленного типа. В заводском или базовом исполнении по условиям нанесения защитное покрытие конструктивно выполнено как трехслойное полимерное (3PE), толщиной 2,0 мм. Данное защитное покрытие обеспечивает сопротивление изоляции величиной 300000 Ом·м².

В данном разделе рассмотрена активная электрохимическая защита газопровода.

С течением времени происходит естественное старение защитного покрытия трубопровода, и оно теряет свои диэлектрические свойства, водоустойчивость и адгезию, сопротивление изоляции падает, защищаемая поверхность трубопровода (стали) подвергается коррозии. Задача катодной защиты – сделать естественный потенциал трубопровода более отрицательным, чем окружающий его грунт, остановив тем самым процесс коррозии. Система катодной защиты наложенным током обеспечивает проектируемые сооружения достаточным поляризационным потенциалом. При осуществлении катодной поляризации подземных сооружений, выдерживают средние значения минимального (-0,85 В) и максимального (-1,15 В) защитных потенциалов при помощи установок катодной защиты. Естественный потенциал трубопровода определяется по данным изысканий или принимается равным значению - 0,55 В.

На всей территории под строительство АГРС инженерно-геологические условия однородные, поэтому удельное электрическое сопротивление грунта в поле токов катодной защиты и месте расположения анодного заземления принята в среднем 50 Ом·м. Глубина промерзания почвы принята 1,0 м. Начальная величина сопротивления изоляции подземных сооружений и трубопроводов принята 300000 Ом.м².

Система катодной защиты включает установку катодной защиты, состоящей из станций катодной защиты (СКЗ), обеспечивающих вероятность безотказной работы на наработку не менее 10000 ч., анодного заземления, соединительных проводов (кабелей), а также контрольно-измерительных пунктов и неполяризующихся электродов сравнения.

В установках катодной защиты предусмотрены приборы для учета выходного напряжения, силы тока, оценки суммарного времени работы под нагрузкой. Проектируемая система катодной защиты подземных коммуникаций площадки АГРС-50 предусматривает установку двух станций катодной защиты (СКЗ) - основную и резервную с обеспечением автоматического перевода при отказе основной. Приняты станции с электронным регулированием 24/48 В выходной мощностью 3 кВт типа ИПКЗ-РА-3.0.

СКЗ размещены на территории АГРС около КТПН-6/0,4 кВ на открытом воздухе вне взрывоопасной зоны. Электропитание СКЗ осуществлено от низковольтного щита (шкафа) 220 В, 50 Гц, переменного тока, либо от резервного источника питания переменного тока.

Для связи с единой системой телемеханики СКЗ имеют функции связи по стандартному промышленному интерфейсу последовательной связи типа RS485 и открытым протоколом передачи данных Modbus RTU.

Постоянный электрический ток для системы катодной защиты подземных стальных коммуникаций обеспечивается трансформаторами – выпрямителями. Анодное заземление принято глубинным с вертикальным расположением анодов в соответствии с ТП 327.Т-А3.04.СБ. Приняты современные графитопластовые аноды с углеродным наполнителем типа АЗГП-2, расположенными в скважинах глубиной до 10,5 м. Срок службы анодного заземления рассчитан на весь эксплуатационный период газопровода.

Для контроля электрохимической защиты подземных трубопроводов площадки АГРС-50 в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и СТ РК 1916-2009 «Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию», проектом предусмотрена* установка контрольно-измерительных пунктов (КИП) с подключением:

- к коммуникациям, длиной более 50 м;
- посредине с интервалом не более 50 м;
- на анодном заземлении;
- на расстоянии не менее трех диаметров трубопровода от точек дренажа установок электрохимической защиты;

При контроле электрохимической защиты проводят:

1) снятие показаний амперметра, вольтметра и прибора оценки суммарного времени работы под нагрузкой катодного выпрямителя;

2) измерение потенциала земля-трубопровод и в точках дренажа установок катодной и протекторной защиты;

3) измерение тока протекторной установки.

Контрольно-измерительные пункты установлены и подключаются к трубопроводам, катодным выпрямителям и протекторам. Установка КИП и подключения выполнены согласно серии 7.402-5 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных трубопроводов от коррозии», выпуск 1.

Для контроля за состоянием защищаемых трубопроводов посредством измерения величины потенциалов (наложенных и естественных) применены неполяризующиеся электроды сравнения длительного действия, с датчиком скорости коррозии. Они установлены вертикально на расстоянии не менее 10 см от нижней образующей защищаемого сооружения.

Подключение станции катодной защиты к сооружениям предусмотрено: катодные выводы - кабелем ВВГ сечением 2х35 мм^2; анодные выводы – кабелем АПВВГ сечением 1х35 мм^2 и проводом СИП-3 1х50 мм^2 на железобетонных опорах. Измерения потенциала кабелем – 2х6 мм^2. Кабели проложены в траншеях.

Кабели анодного заземления поставляются в комплекте поставщиком анодных заземлителей.

В местах подземной прокладки металлических сооружений предусмотрена катодная и протекторная защита.

Катодная защита предусмотрена для защиты стальной трубы (подводящего газопровода) протяженностью – 5,679 км. Проектом предусмотрен импульсный преобразователь катодной защиты (ИПКЗ) ИПКЗ-РА-Р-5,0. ИПКЗ установлен на территории АГРС. В качестве анодных заземлителей – предусмотрены глубинные анодные заземлители - АЗП-РА-ГУ-4-10. Анодные заземлители расположены цепочкой из 4 электродов в скважине глубиной 10 м - 8 комплектов. Расстояния между скважинами -15 м. Несколько цепочек заземлителей на небольшую глубину выбраны исходя из

геологических условий (связанные грунты средне четвертичного возраста предоставлены лессовидными суглинками и образуют покровную (до 10,0 м) толщу, ниже залегают гравийно-галечниковые отложения).

Протекторная защита предусмотрена для защиты стальных футляров.

Для протекторной защиты предусмотрены магниевые протекторы - ПМ.ПСС-2.

По данным инженерных изысканий, коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой стали принята низкой. В расчетах принято усредненное удельное сопротивление грунта, равное 45 Ом.м. Глубина промерзания почвы принята 1,0м.

Расчетный ток 40,84 А будет достигнут через 10 лет эксплуатации. Токи защиты могут достигать предельные значения через 10 лет эксплуатации, которые могут привести к выходу станции катодной защиты из строя, из-за высокой коррозионной активности грунта во влажное время года.

В начале эксплуатации возможно отсутствие тока в сухое время года, при отсутствии повреждений. Отключение станции катодной защиты при этом недопустимо. Катодная станция должна быть постоянно включена для поляризации защищаемых объектов.

Вредное влияние электрохимической защиты на смежные сооружения устраняют путем наладки средств ЭХЗ.

В качестве анодов применены подпочвенные анодные заземлители типа АЗП-РА-ГУ-4-10.

Подключение станции катодной защиты к анодным заземлителям, газопроводу выполнено кабелем марки ВББШНГ, кабелем марки КГН-ХЛ-ЭХЗ 2х6 мм².

Прокладка кабелей предусмотрена по кабельным конструкциям, в траншеях.

Все металлические части электрооборудования, которые случайно могут оказаться под напряжением, заземляются путем присоединения к наружному контуру заземления, сваркой.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

В соответствии с законом РК «О гражданской защите», от 11.04.2014г. № 188-V постановлением правительства Республики Казахстан от 19.05.2000 г. № 764 «Об утверждении правил предоставления и формы декларации безопасности промышленного объекта», а также «Правил проведения экспертизы». Декларации безопасности промышленного объекта по вопросам предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций предприятие Заказчика (декларант) обязан заполнить 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.

Все данные для заполнения декларации безопасности, со стороны проектной организации, даны в паспорте проекта. Размещение объекта на местности представлено на графическом материале в чертежах.

Строительно-монтажные работы с применением машин в охранной зоне действующей воздушной линии электропередач следует производить согласно «Правила устройства электроустановок Республики Казахстан» и под непосредственно руководством лица, ответственного за безопасность производства работ, и при наличии письменного разрешения организации-владельца линии. Вне рабочего времени строительные машины и механизмы должны быть убраны из зоны производства на специально отведенные площадки. Место расположения складских помещений определить по месту.

До начала работ генподрядная организация должна разработать и согласовать с эксплуатирующей организацией мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение работ и сохранность действующих объектов.

Противопожарные мероприятия

Монтажные работы вести по проекту в соответствии с требованиями СП РК 4.03-101-2013 «Газораспределительные системы», СНиП РК 1.03-05-2001г «Охрана труда и техника безопасности строительства».

Организационно-технические мероприятия при проведении строительных работ на газопроводе должны выполняться с соблюдением требований действующих нормативных и нормативно-технических документов, правил.

Ответственность за пожарную безопасность на строительных участках возлагается на начальника участка ремонтно-строительной колонны (РСК), который на ряду с выполнением общих требований пожарной безопасности обязан:

-обеспечить обучение рабочих специфическим требованиям пожарной безопасности на их рабочих местах;

-обеспечить исправность и готовность к действию, замену использованных и пришедших в негодность первичных средств пожаротушения, пожарной техники и других средств пожаротушения, находящихся в колонне;

-обеспечить связью ремонтно-строительные участки с диспетчерской, ближайшей компрессорной станцией, ближайшим домом обходчика и другими необходимыми пунктами, предусмотреть обеспечение связью самим подрядчиком;

-обеспечить немедленный вывоз пожарных подразделений в случае пожара или опасности его возникновения при аварии; одновременно приступить к ликвидации пожара или аварии имеющимися в наличии силами средствами;

-ответственность за соблюдение установленных противопожарных мероприятий на каждом рабочем месте возлагается на линейных руководителей и непосредственных исполнителей работ;

-расстояние от временных жилых городков до складской зоны (хранение битума, ГСМ, изоляционных материалов) необходимо принимать не менее 40 м, до места стоянки техники –не менее 10 м;

-на каждом ремонтном участке должна быть инструкция «О мерах пожарной безопасности», планы ликвидации аварий и тушения пожара, разработанные с учетом конкретных условий проведения ремонтных операций;

Для предотвращения пожаров необходимо следить за состоянием трассы. В сухое время года в лесу, на лугах, полях запрещается курить и бросать непогашенные спички. При организации на трассе жилья, складов, необходимо предусматривать средства пожаротушения и обеспечить надлежащее содержание всех строений, механизмов и т.д.

Проектом предусмотрено наличие стационарной системы пожаротушения, первичные средства пожаротушения и исправность комплектов оборудования, отвечающих стандартам и действующим нормам проектирования. Отражено наличие первичных средств пожаротушения (ручные огнетушители углекислотные, порошковые передвижные огнетушители, ящики с песком, кошма, асбест полотно, ведра, лопаты и др.)

6.4 Оценка воздействия на окружающую среду

Рабочим проектом предусмотрено строительство магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП. Трасса проектируемого газопровода и АГРС-50 расположен в юго-восточной окраине г. Шымкент ЮКО, на 615,7км магистрального газопровода «БГР ТБА» в районе АО «ПКОП» и Свободной экономической зоны «Оңтүстік» и Индустриальной зоны «Оңтүстік». Ближайшая жилая зона расположена к западу от проектируемого газопровода на расстояний 30 м, расстояние от площадки АГРС-50 до границы ближайшей жилой зоны составляет 280 м к западу.

Автоматизированная газораспределительная станция АГРС-50, предназначена

для подачи газа от магистрального газопровода МГ «БГР-ТБА» с давлением Рвх.=2.5…5,5МПа, переключения поступающего газа из газопровода, его очистки и подогрева, редуцирования со снижением и поддержанием давления в заданных пределах и поддержания его с определенной точностью при изменении расхода и давления газа на входе АГРС, а так же для, измерения, регистрации его расхода и одоризации перед подачей АО «ПКОП», Индустриальной зоны «Оңтүстік» и Свободной экономической зоны «Оңтүстік». Раздел «Охрана окружающей среды» к рабочему проекту разработан ИП Керимбай Т.

Воздействие на атмосферный воздух. Загрязнение атмосферного воздуха вредными веществами происходит как при строительстве, так и при эксплуатации объекта. В процессе строительства определены 15 источников выброса загрязняющих веществ, 1 из которых организованный. Источниками выбросов в атмосферный воздух являются следующие виды работ: разработка грунта в отвал экскаваторами; разработка грунта бульдозером; устройство песчаного основания; устройство основания из ПГС; засыпка траншей и котлованов; установка одностоечных опор; антикоррозийная защита металлических поверхностей; гидроизоляция; сварочный пост; пост газового резака; агрегат для сварки полиэтиленовых труб; спецтехника; сварочный агрегат САГ марки АДД-4004 МВ; врезка в существующий газопровод. Выбросы носят неорганизованный и кратковременный характер (по источникам выброса). Вышеперечисленные строительные работы не классифицируются согласно санитарной классификации объектов и в соответствии со ст.40 Экологического кодекса РК относятся к IV категории.

Согласно пп. 4 и 19 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду», утвержденной приказом МООС РК 16.04.2012г. №110-Ѳ, максимальные разовые залповые выбросы (г/с) не нормируются ввиду их кратковременности и в расчетах рассеивания вредных веществ в атмосфере не учитываются. Суммарная за год величина залповых выбросов нормируется при установлении общего годового выброса с учетом штатного режима работы оборудования (т/год). Максимальные разовые выбросы газовоздушной смеси от двигателей передвижных источников (г/с) учитываются в целях оценки воздействия на атмосферный воздух только в тех случаях, когда работа передвижных источников связана с их стационарным расположением. Валовые выбросы от двигателей передвижных источников (т/год) не нормируются и в общий объем выбросов вредных веществ не включаются.

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ производились по программному комплексу «ЭРА» (версия 2.0). Как показывают результаты расчетов концентрации загрязняющих веществ на жилой зоне не превышают значения ПДК.

Обоснованные нормативы выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников на период строительства составят: Таблица №9

Код ЗВ	Наименование вещества	Выброс вещества	
		г/с	т/год
0123	Железо (II, III) оксиды	0,02242	0,019945
0143	Марганец и его соединения	0,00069	0,002941
0301	Азота (IV) диоксид	0,01998555556	0,0037732
0304	Азот (II) оксид	0,00148777778	0,00029627
0328	Углерод (Сажа)	0,00077777778	0,000159
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,00122222222	0,0002385
0337	Углерод оксид	0,021753	0,0040655
0342	Фтористые газообразные соединения	0,0000889	0,000667
0616	Ксилол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,015	0,01789
0621	Метилбензол	0,02067	0,00687
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,00000001444	0,0000000029
0827	Хлорэтилен (Винилхлорид)	0,0000012	0,00000022
1210	Бутилацетат	0,004	0,00133
1325	Формальдегид	0,00016666667	0,0000318

1401	Пропан-2-он	0,00867	0,00288
0333	Сероводород		0,0118558574
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5		424,5624
1716	Смесь природных меркаптанов (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88)		0,03561184
2752	Уайт-спирит	0,0333	0,009585
2754	Алканы С12-19	0,004947	0,001477
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0,1517	0,50856
	ВСЕГО:	0,306880114	425,19057719

Врезка в существующий магистральный газопровод осуществляется с отключением участка и полным стравливанием газа.

На период эксплуатации проектируемого объекта определены 9 источников выброса загрязняющих веществ, 3 из которых - неорганизованные. Источниками выбросов являются: дымовые трубы котельных; негерметичность неподвижных уплотнений газопровода; емкость сбора, хранения и выдачи конденсата, V=2.0м³; емкость хранения и выдачи одоранта, V=2.0м³; емкость для теплоносителя, V=2.5м³.

Для нужд узла подготовки теплоносителя используются два водогрейных котла Буран Бойлер «ВВ-3560» (оба рабочие) на природном газе. Годовой расход природного газа на 1 котел составляет 67,68 тыс.м^3 (33,84 м^3/час, 9,4л/с). Отвод дымовых газов предусмотрен через трубу высотой 8 м и диаметром 0,25м. Отопление блока операторной осуществляется котлом марки Panther 25 KTV (1 ед.), работающим на природном газе. Годовой расход природного газа составляет 4,8 тыс.м^3 (3,0 м^3/час, 0,83л/с). Отвод дымовых газов предусмотрен через трубу высотой 3м и диаметром 0,135м. Режим работы отопительных котлов – круглосуточный в отопительный период (4872 час/год).

Обоснованные нормативы выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников на период эксплуатации составят: Таблица №10

Код ЗВ	Наименование вещества	Выброс вещества	
		г/с	т/год
0301	Азота (IV) диоксид	0,046428	0,33146
0304	Азот (II) оксид	0,007532	0,053862
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,00039594	0,0028268
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,001882863	0,000062753
0337	Углерод оксид	0,17416	1,2426
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,10251	2,18054
1078	Этан-1,2-диол (Этиленгликоль; Этандиол)	0,01783	0,00353
1716	Смесь природных меркаптанов (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88)	0,000039099	0,000898901
2754	Алканы С12-19	0,39	0,000386
	ВСЕГО:	0,740777902	3,816166454

Как показывают результаты расчетов рассеивания, концентрации загрязняющих веществ не превысят нормативные значения (1ПДК) как на границе санитарно-защитной зоны, так и в воздухе жилой зоны. При выполнении расчета рассеивания учтено фоновое загрязнение г.Шымкент. Значения существующих фоновых концентраций приняты по данным справки №31-06-27/151 от 02.03.2018г. филиала РГП «Казгидромет» по ЮКО.

Воздействие на водные ресурсы. Строительство и эксплуатация проектируемого объекта не оказывает негативного воздействия на поверхностные и подземные воды. Пересечение проектируемого газопровода с рекой Текесу запроектирован в надземном исполнении, на опорах высотой 5,0м. Технические условия №18-9-4-6/351 от 01.07.2017г., выданное Арало-Сырдарьинской бассейновой инспекцией по водным ресурсам прилагается.

Для удовлетворения питьевых нужд работников будет использоваться бутилированная вода. При земляных работах и уплотнении грунта для пылеподавления

при строительстве будет использоваться техническая вода. Вода технического качества на период проведения строительных работ будет доставляться автоцистернами. Сброс хозяйственно-бытовых сточных вод предусмотрен в изолированный накопитель с последующей ассенизацией.

На период эксплуатации водоснабжение АГРС предусмотрено привозной водой. Сточные воды сбрасываются в изолированный накопитель с последующим вывозом по договору со специализированными организациями на очистные сооружения города.

Отходы производства и потребления. Процесс производства строительно-монтажных работ, а также период экспуатации объекта сопровождается образованием различных видов отходов. Основными видами отходов в процессе строительства будут являться: твердые бытовые отходы; тара из-под ЛКМ; огарки сварочных электродов; строительный мусор. В период эксплуатации образуются твердые бытовые отходы. Весь объем образующихся отходов подлежат временному хранению в специально отведенных местах с последующим вывозом по договору со специализированными организациями на утилизацию. Объемы образования отходов в периоды строительства и эксплуатации объекта приведены в таблице.

Объем образования отходов приведен в таблице: Таблица №11

Наименование отхода	Уровень опасности	Образование, т/год	Способ временного хранения отхода	Способ утилизации, обезвреживание отходов
Период строительства				
Твердые бытовые отходы	зеленый GO060	4,75	металлический контейнер	вывозятся на полигон ТБО
Огарки сварочных электродов	зеленый GA090	0,0025	спецтара	передается спецпредприятиям по сбору металлолома
Жестяные банки из-под краски	янтарный AD070	0,0055	контейнер	передается спецпредприятиям на утилизацию
Строительный мусор	зеленый GG170	10,24	ящик	
Период эксплуатации				
Твердые бытовые отходы	зеленый GO060	0,08	металлический контейнер	вывозятся на полигон ТБО

Места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации и согласно п. 3.1 ст. 288 Экологического кодекса РК не является размещением отходов.

Физические воздействия. Источниками возможного шумового, вибрационного, теплового воздействия на окружающую среду является технологическое оборудование. Проектными решениями предусмотрено использование такого оборудования, при котором уровни шума, вибрации электромагнитного излучения будут обеспечены в пределах, установленными соответствующими санитарными и строительными нормами. Источники ионизирующего излучения и радиоактивного воздействия на территории проектируемого объекта отсутствуют.

Земельные ресурсы и почвы. До начала строительства плодородный слой почвы предварительно снимается, хранится в специально отведенном месте и по завершении работ используется для благоустройства территории. В целях снижения негативных последствий на земельные ресурсы необходимо: строгое соблюдение технологического плана работ, прокладка подъездных дорог, использование специальной техники, обустройство мест локального сбора и временного хранения отходов;

выполнение рекультивации земель и пр.

Воздействия на растительный и животный мир. Проектируемое производство расположено на изначально антропогенно нарушенной территории. Выполнение строительно-монтажных работ, а также эксплуатация проектируемого объекта не приведет к существенному нарушению растительного покрова, мест обитания и миграционных путей животных, т.к. растительность и животный мир на площадке строительства отсутствуют. Снос зеленых насаждений не производится.

Экологический риск. Возможность экологического риска и аварийных ситуаций при соблюдении технологического регламента производства работ и техники безопасности – исключается. Во избежание возникновения аварийных ситуаций и обеспечения безопасности на всех этапах работ (строительства, эксплуатация) необходимо соблюдение проектных норм.

Социально-экономическая среда. Строительство проектируемого объекта имеет социально-значимый характер для жителей ближайших населенных пунктов, т.к. ввод в эксплуатацию нового объекта сопровождается открытием дополнительных рабочих мест. Воздействие проектируемого объекта на здоровье населения (прежде всего через загрязнение атмосферного воздуха) является незначительным и находится в допустимых пределах. В целом, воздействие в период проведения строительных работ и при эксплуатации объекта оценивается как допустимое.

6.5 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Рабочий проект «Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ БГР ТБА, АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы ТОО «ПКОП».

Начальной точкой объекта является магистральный газопровод «БГР ТБА» на отметке 615,7км. На точке врезки запроектирована замена категории магистрального газопровода с III(третьего) на II вторую категорию двух ниток Ду700 и Ду800

Конечной точкой объекта является узел подключения к внутренним сетям АО «ПКОП» на отметке ПК56+9,0 Ду300 и отвод на перспективу для Свободной экономической зоны «Оңтүстік» и Индустриальной зоны «Оңтүстік» в подземном исполнении задвижка в колодце Ду200 на ПК16+67,0.

В комплекте поставки АГРС предусмотрен блок операторной, расположенный на территории АГРС. Операторная –отдельно стоящее здание блочно-модульной конструкции, для размещения дежурного персонала АГРС, обслуживающего станцию вахтовым методом. В блоке операторной предусмотреть помещение операторной с системами отопления, вентиляции, электротехническими устройствами, средствами телефонной и диспетчерской связи, оборудованием канала телемеханики и системой телемеханики для круглосуточного дежурства обслуживающего персонала с помещениями: -комната операторная с оборудованием -18 м²; -комната отдыха; -комната приёма пищи; -мастерская; -топочная; -душевая; -коридор со шкафом для одежды. В помещении операторной предусмотрена система кондиционирования воздуха. Отопление блока операторной организовано от котла, расположенного в помещении топочной.

Проектом предусмотрена охранная зона газопровода, в которой не допускается выполнение строительных работ без согласования с эксплуатационной организацией. Согласно «Правилам охраны газораспределительных сетей» № 878 от 02.11.2000 г. Вдоль трассы газопровода предусмотрена охранная зона, ограниченная условными линиями, проходящими на расстоянии 7,0 метров с каждой стороны газопровода

Санитарно-бытовое обслуживание. Санитарно-бытовое обслуживание предусматривается в бытовых помещениях в операторной. Хранение одежды принято в закрытых индивидуальных шкафах, размещаемых в гардеробных. Стирка рабочей одежды производится в близлежащем городе (или населенном пункте) Питание работников привозное работниками обслуживающего оборудования. Медицинское обслуживание работников предусматривается в городской поликлинике при приеме на работу и по состоянию здоровья

Система водоснабжения осуществляется путём доставки воды автотранспортом в резервуар питьевой воды, рассчитанный на трёхсуточный расход установленный в блоке операторной. В контейнерных зданиях, как правило, водоснабжение осуществляется из периодически заполняемых встроенных баков. Доставка воды производится автотранспортом, имеющим санитарно-эпидемиологическое заключение. Емкости для хранения воды должны быть изготовлены из материалов, разрешенных к применению для этих целей на территории Республики Казахстан. Чистка, мытье и дезинфекция емкостей для хранения и перевозки привозной воды производится не реже одного раза в десять календарных дней и по эпидемиологическим показаниям. Внутренняя поверхность механически очищается, промывается с полным удалением воды, дезинфицируется. После дезинфекции емкость промывается, заполняется водой и проводится бактериологический контроль воды. Для дезинфекции применяются дезинфицирующие средства, разрешенные к применению в Республике Казахстан.

Для сбора хозяйственно-бытовых стоков проектируется биотуалет, который по мере накопления очищается и нечистоты вывозятся специальным транспортом

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденный Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №237 должна быть разработана СЗЗ. Согласно приложения 4 санитарных правил: −Минимальные СЗЗ и СР для подземных и наземных магистральных газопроводов с диаметром труб 300-600мм составляет 150 м

На период эксплуатации проектом принят размер СЗЗ для магистральных газопроводов –150м

СЗЗ АГРС-50 -300м.

Протокол дозиметрического контроля имеется за № 29 з/т от 20. 07. 2017г

Все технические решения, принятые в настоящем рабочем проекте, соответствуют требованиям санитарно-гигиенических, и других норм и правил, действующих на территории Республики Казахстан и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении изложенных в настоящем рабочем проекте требований, решений и мероприятий.

6.6 Организация строительства

Продолжительность строительства объекта «Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ БГР ТБА, АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы ТОО «ПКОП» определена в соответствии согласно СП РК 1.03-102-2014 «Продолжительности строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений. Часть II», раздел Б.1.5 «Магистральный трубопроводный транспорт», таблица Б.1.5.1, пункт 9 «Газораспределительная станция».

Пропускная способность объекта составляет – 438 тыс.м3/год.

Расчетная продолжительность строительства 5,7 месяца.

Нормативная продолжительность строительства Линейной части газопровода определена согласно СП РК 1.03-102-2014 «Продолжительности строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений. Часть II», раздел Б.5.2 «Коммунальное хозяйство», таблица Б.5.2.1, пункт 30 «Распределительная газовая сеть».

Общая протяженность составляет – 7,207км.

Расчетная продолжительность строительства 3,8 месяца.

При строительстве системы газоснабжения в комплексе с другими нормируемыми объектами общая продолжительность составляет 7,6 месяца

Общая продолжительность строительства объекта принята 8,0 месяцев.

6.7 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства

Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года № 249-нқ, на основании государственных сметных нормативов, задания на проектирования и принятых проектных решений.

Сметная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком в установленном законодательством порядке и является основанием для определения лимита средств заказчика (инвестора) на реализацию инвестиционных проектов и/или объектов строительства за счет государственных инвестиций в строительство и средств субъектов квазигосударственного сектора в соответствии с пунктом 13 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2018) по выпуску сметной документации в текущих ценах 1 квартала 2018 года.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015 изменения и дополнения 1-10;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы, ЭСН РК 8.04-02-2015 изменения и дополнения 1-10;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на ремонтно-строительные работы, ЭСН РК 8.05-01-2015 изменения и дополнения 1-10;

сборники сметных цен в текущем уровне 2018 года на строительные материалы, изделия и конструкции, ССЦ РК 8.04-08-2017;

сборники сметных цен в текущем уровне 2018 года на инженерное оборудование объектов строительства, ССЦ РК 8.04-09-2017;

сборник сметных цен в текущем уровне 2018 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов, СЦЭМ РК 8.04-11-2017;

сборник тарифных ставок в строительстве, СТС РК 8.04-07-2017*;

сборник сметных цен в текущем уровне 2018 года на перевозку грузов для строительства, СЦПГ РК 8.04-12-2017;

сборник сметных цен на перевозки грузов железнодорожным транспортом, СЦПГ РК 8.04-12-2017*;

сборники укрупненных показателей сметной стоимости конструктивов и видов работ. Элементы внешнего благоустройства зданий и сооружений. Малые архитектурные формы, УСН РК 8.02-03-2017;

сборники укрупненных показателей сметной стоимости конструктивов и видов работ. Наружные сети водоснабжения и канализации УСН РК 8.02-03-2017.

сборники укрупненных показателей стоимости строительства зданий и сооружений. Объекты непроизводственного назначения УСН РК 8.02-4.01-2017.

перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный директором ТОО «APL Construction» от 04 апреля 2018 года согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011,пунктам 55 и 60 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан,(приказ КДСиЖКХ МИР РК от 14 ноября 2017 года №249-нқ)

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы, определенные в соответствии с Нормативным документом по определению величины накладных расходов и сметной прибыли в строительстве (приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

сметная прибыль в размере 8 % от суммы прямых затрат и накладных расходов (п. 16, приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

средства на непредвиденные работы и затраты в размере 2 % от стоимости строительно-монтажных работ по главам 1-9 сметного расчета стоимости строительства (п. 72, приложение 1 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

средства на временные здания и сооружения согласно НДЗ РК 8.04-05-2015;

дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время НДЗ РК 8.04-06-2015.

Сметная стоимость строительства определена в ценах 2018 года. Переход к прогнозной сметной стоимости строительства на 2019 год выполнен с учетом норм задела объема инвестиций по годам строительства, прогнозного уровня инфляции, установленного согласно приложению 1 «Прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан на 2018-2022 годы», протокол заседания Правительства Республики Казахстан от 29 августа 2017 года №34:

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, устанавливаемом законодательством Республики Казахстан на период соответствующий периоду строительства, от сметной стоимости строительства.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Дополнения и изменения, внесенные в проект (рабочий проект) в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям филиала РГП «Госэкспертиза» по Южному региону в рабочий проект «Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП» внесены следующие изменения и дополнения:

1) ГП. пересчитано ТЭП по;
2) в общих указаниях указано исходные данные являющиеся основанием для разработки рабочих чертежей;
3) предоставлена ситуационная схема, согласованная с заказчиком и отделом архитектуры и градостроительства города с нанесением красных линии;
4) ТХ. Объект 227-V-1-ТХ. Газопровод-отвод. В общих данных указаны техническое условия на подключения, данные по геологии, в ведомости ссылочных материалов указан ссылочные документы;
5) выполнены план и профиль участка газопровода заменяемого до и после точки врезки диаметром 800 и 700;
6) в спецификации на трубы указан материал, обозначение документа исправлен на ТХ.СО;
7) Объект 227-V-2-ТХ. АГРС. В общих данных указан ведомость технологических узлов;
8) указана характеристика трубопроводов на листе 3;
9) технологическая схема откорректирован, указаны позиции согласно с экспликации оборудования;
10) на плане технологических трубопроводов указаны диаметры трубопроводов;
11) на узлах и разрезах лист 4,5 и 6 указаны спецификация (экспликация) оборудования;
12) в спецификации на отводы и тройники (лист 8) указаны веса, обозначение документа исправлен на ТХ.СО;
13) Объект 227-V-3-ТХ. Газопровод высокого давления. В общих данных в ведомости основных комплектов рабочих чертежей указаны разделы ГП, АС. Заменен приказ №906 на приказ №673. Указан номер технической условии и данные по геологии;
14) от ПК28 до ПК30+55,5 откорректирована расстояния до ограждении и строительные конструкции;
15) выполнены профили участка воздушной прокладки от ПК28 до ПК30+55,5. Компенсация температурные расширение трубопроводов предусмотрены за счет изменения направления трассы. Предусмотрены неподвижные опоры в требуемых местах;
16) на плане воздушной прокладки указаны расстояние опоры;
17) участок ПК30+55,5 при входе в землю откорректирован расстояния от фундамента строительной конструкции;

18) участок после ПК30+55,5 при проходе в футляре откорректирован расстояния от конструкции моста;

19) в спецификации Ру ответных фланцев откорректирован. Указаны вес погонного метра трубопроводов и задвижки. Обозначение тройников указан по ГОСТу;

20) проект согласован с ГУ «Управлением энергетики и жилищно-коммунального хозяйства ЮКО», эксплуатирующей организацией выдавшей техусловия и со всеми заинтересованными организациями;

21) АС. Площадка АГРС. Площадка КУ. АС-3-10. Узел-1. Откорректирован защитный слой - 35 мм. Описана основания фундамента. Расход материалов пересчитан;

22) АС-15. Показан размер заглубления от поверхности земли;

23) АС-17. Откорректирован защитный слой арматуры. Выполнены продольные сечение;

24) АС-18,19. На разрезе фундамента Фм-1 показана подготовка под фундамент;

25) АС-22-28. Показан тип сварки. Откорректирован защитный слой арматуры;

26) Газопровод высокого давления. АС-1-5. Чертежи откорректированы;

27) ТС. представлен расчет подбора мощности котельной. Указан категория надежности по теплоснабжению;

28) план и схем тепловых сетей откорректированы;

29) указаны неподвижные опоры по трассе. Неподвижные и скользящие опоры принята по ГОСТ30732-2006;

30) выполнен профиль теплотрассы и разрезы;

31) по трассе предусмотрены воздушники на верхних точках и дренаж на нижних точках трассы;

32) разрезы откорректированы с соблюдением расстоянии между строительными конструкциями и трубопроводами согласно таблицы Б.1 приложение Б СП РК 4.02-104-2013;

33) в спецификации включены неподвижные и скользящие опоры;

34) ЭС-3. точка подключения согласно ТУ на электроснабжение указана на плане;

35) в спецификации по линейной арматуре опор отражен тип «крепление провода» в зависимости от диаметра провода и расписаны элементы «Подвеска натяжная изолирующая» согласно ТП 3.407.1-143.1;

36) внутриплощадочные сети. представлен опросный лист на КТПН 25-6/0,4 кВ;

37) представлена схема принципиальная распределительная по подключению сооружений, находящегося на площадке на л. 277-IX-2-ЭС.2; Паспорта на блочно-модульные здания с указанием комплектации зданий представлены в технологической части проекта;

38) АТП. Схемы автоматизации крановых узлов согласованы с технологами, выдавшими задание на АТХ на боковых штампах схем;

39) спецификация АТХ оформлена по ГОСТ 21.110-2013 со штампами и указанием листов;

40) ЭХЗ. Лист1. В угловом штампе откорректирована марка раздела (вместо ГСН указано ЭХЗ). Раздел ЭЗХ выполнен соглано требованиям ТУ № 2-62-1421 от 11.07.2017 на присоединение проектируемого газопровода-отвода и АГРС к МГ «БГР-ТБА»;

41) по всем разделам слаботочных систем связи СС, ВН, ОС спецификации оборудования оформлены согласно ГОСТ 21.110-2013;

42) количество и места установки видеокамер и видеорегистратора согласованы с заказчиком;;

43) представлена ситуационная карта-схема района с указанием участка строительства, а также карта-схема с нанесенными источниками загрязнения;

44) п.3.4 дополнен сведениями о зеленых насаждениях;

45) дополнены расчеты валовых выбросов на период строительства объекта;

46) откорректированы таблицы по нормативам выбросов;

47) представлены расчеты валовых выбросов на период эксплуатации объекта;

48) откорректированы данные п.5.5. по обоснованию СЗЗ;

49) п.6.1.2. дополнен сведениями о наличии технических условий;

50) ЗЭП подписан заказчиком;

51) представлена справка РГП Казгидромет о фоновых концентрациях загрязняющих веществ. Расчеты рассеивания на период эксплуатации выполнены с учетом фонового загрязнения г.Шымкент. Представлены карты рассеивания.

52) СЭС. дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы.

53) СМ. расценки и объемы работ в локальных сметах приведены в соответствие с откорректированными по замечаниям рабочими чертежами;

54) откорректированы затраты на стоимость ПИР, экспертизы;

55) откорректированы стоимости оборудования и материалов, принятых по прайс-листам

56) МЦ. Перечень оборудования, материалов и изделий, с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный директор ТОО «APL Construction» от 04 апреля 2018 года, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 55 и 60 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, (приказ КДСиЖКХ МИР РК от 14 ноября 2017 года №249-нқ), выполнен в установленном порядке на основании сравнения альтернативных вариантов прайс-листов;

57) Доля казахстанского содержания материалов, изделий и оборудования использованного в рабочем проекте «Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО "ПКОП» составляет 98,7%.

7.2 Оценка принятых проектных решений

Рабочий проект разработан в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, иными исходными данными и требованиями.

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки рабочего проекта.

При разработке рабочего проекта учтены местные природно-климатические и геологические условия площадки строительства.

Разработчиком проекта установлен технологический сложный I уровень ответственности.

Проектные решения с учетом внесенных изменений по разделу 7.1 соответствуют нормативным требованиям по санитарной, экологической, пожарной безопасности, функциональному назначению объекта.

Рабочий проект «Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ БГР ТБА, АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы ТОО «ПКОП» соответствует Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 174 и Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденным приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237.

Раздел «Охрана окружающей среды» к рабочему проекту «Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП» соответствует требованиям Экологического кодекса Республики Казахстан, а также «Инструкции по проведению

оценки воздействия на окружающую среду», утвержденной приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 28.06.2007г. №204-П.

Основные технико-экономические показатели

Таблица №12

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			Заявленные	Рекомендуемые к утверждению
1	Годовой расход газа	тыс.м³/год	438000,0	438000
2	Производительность автоматизированной газораспределительной станции АГРС-50	нм³/час	50000	50000
3	Общая протяженность газопровода высокого давления 5,5 МПа из стальных электросварных труб по ГОСТ 31447-2012	км	1,008	1,008
4	Общая протяженность газопровода высокого давления 5,5 МПа из стальных электросварных труб по ГОСТ 20295-85	км	0,505	0,505
5	Общая протяженность газопровода высокого давления 1,2 МПа из стальных электросварных труб по ГОСТ 20295-85	км	5,694	5,694
6	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2018, 2019 годов, в том числе: СМР Оборудование прочие из них по годам: на 2018 год на 2019 год	млн. тенге	1831,189 685,172 839,486 306,531	1469,409 565,910 702,524 200,975 1080,640 388,769
7	Продолжительность строительства	месяц	8,0	8,0

8. ВЫВОДЫ

8.1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **«Строительство магистрального газопровода-отвода от МГ «БГР ТБА», АГРС-50 и подводящего газопровода от АГРС-50 до границы АО «ПКОП»** соответствует требованиям нормативных правовых актов и госдарственных нормативов, действующих в Республике Казахстан и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

1. Годовой расход газа — 438000,0 тыс.м³/год
2. Производительность автоматизированной газораспределительной станции АГРС-50 — 50000 нм³/час
3. Общая протяженность газопровода высокого давления 5,5 МПа из стальных электросварных труб по ГОСТ 31447-2012 — 1,008 км

4.	Общая протяженность газопровода высокого давления 5,5 МПа из стальных электросварных труб по ГОСТ 20295-85	0,505 км
5.	Общая протяженность газопровода высокого давления 1,2 МПа из стальных электросварных труб по ГОСТ 20295-85	5,694 км
6.	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2018, 2019 годов,	1469,409 млн. тенге
	в том числе:	
	СМР	565,910 млн. тенге
	Оборудование	702,524 млн. тенге
	прочие	200,975 млн. тенге
7.	Продолжительность строительства	8,0 месяца

8.2. Настоящее экспертное заключение выполнено на основании исходных данных и утвержденных заказчиком материалов для проектирования, достоверность которых гарантирована товариществом с ограниченной ответственностью ТОО «APL Construction» в соответствии с условиями договора № 01-0123 от 22.01.2018 года.

8.3. При предоставлении на утверждение и выдаче разрешения на производство работ рабочий проект подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспертизы.

8.4. Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных производителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

8.1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып **«БГР ТБА" магистралды газ құбырынан магистарльді газқұбыры-бұруын, АГТС-50 және АГТС-50-ден «ПКОП» АҚ шекарасына дейін тартылатын газ құбырын салу»** жұмыс жобасын Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілер мен мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келетіндіктен белгіленген тәртіпте, төмендегі негізгі техникалық экономикалық көрсеткіштерімен бекітуге ұсынылады:

1.	Газдың жылдық шығыны	438000,0 мың м³/жыл
2.	Автоматтандырылған газ тарату бекетінің АГТБ-50 қуаттылығы	50000 нм³/сағат
3.	МСТ 31447-2012 бойынша жоғарғы қысымда 5,5 МПа электрдәнекерленуші газ өткізгіш болат құбырының ұзындығы	1,008 шақырым
4.	МСТ 20295-85 бойынша жоғарғы қысымда 5,5 МПа электрдәнекерленуші газ өткізгіш болат құбырының ұзындығы	0,505 шақырым
5.	МСТ 20295-85 бойынша жоғарғы қысымда 1,2 МПа электрдәнекерленуші газ өткізгіш болат құбырының ұзындығы	5,694 шақырым
6.	2018, 2019 жылдардағы ағымдағы және болжамдағы бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны, оның ішінде:	1469,409 млн. теңге
	құрылыс-монтаж жұмыстар	565,910 млн. теңге
	жабдықтар	702,524 млн. теңге
	өзге де шығындар	200,975 млн. теңге
7.	Құрылыстың ұзақтығы	8,0 ай

8.2. Осы сараптамалық қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 22.01.2018 жылғы №01-0123 шарттың талаптарына сәйкес «APL Construction» жауапкершілігі шектеулі серіктестігі кепілдік етеді.

8.3. Жұмыс жобасы бекітуге және жұмыс өндірісіне рұқсат берген кезінде сараптаманың осы қорытындысына сәйкес екендігі тексерілуі тиіс.

8.4. Тапсырыс беруші құрылыс жүргізу барысында отандық өндірушілердің құрал-жабдықтарын, материалдарын және конструкцияларын барынша көп қолдануы қажет.

Директордың орынбасары	И. Спатаев
Өндірістік бөлім бастығы	Е. Курбанбаев
Сарапшылар тобының жетекшісі	Д. Оспанов
Сарапшы	С. Бердибеков
Сарапшы	А. Абдулаева
Сарапшы	У. Истилеева
Сарапшы	Е. Балабеков
Сарапшы	А. Смагул
Сарапшы	А. Исламұлы
Баға мониторингі бойынша бас маман	Б. Ибраев
Жетекші маман	Ж.Сариева

Мыктыбаев Ж.С.

Директор

Спатаев И.О.

Заместитель директора

Курбанбаев Е.А.

Начальник производственного отдела

Истилеева У.П.

Эксперт

Исламұлы А.

Эксперт

Ибраев Б.Ж.

Главный специалист

Абдулаева А.Е.

Эксперт

Смагул А.Т.

Эксперт

Балабеков Е.А.

Эксперт

Бердибеков С.И.

Эксперт

Оспанов Д.А.

Эксперт

Сариева Ж.Т.

Ведущий специалист