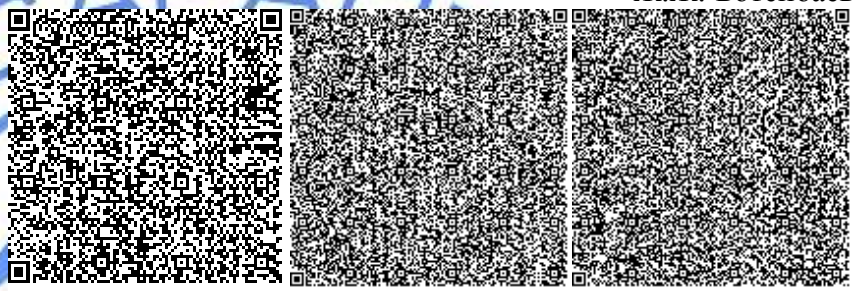
Бекітемін
"Мемсараптама" РМК Ақтөбе облысы бойынша филиалы
Директоры
Ж.Ж. Ботенбаев



«Ақтөбе облысы Әйтеке би ауданының Жамбыл ауылына жеткізуші газ құбырын салу»
жұмыс жобасы бойынша

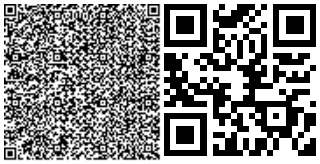
30.12.2016 ж. № 04-0377/16

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Ақтөбе облысының энергетика және тұрғын-үй коммуналдық шаруашылығы басқармасы» ММ,
Ақтөбе қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Астанатехстройэксперт» ЖШС,
Астана қаласы

Ақтөбе қаласы

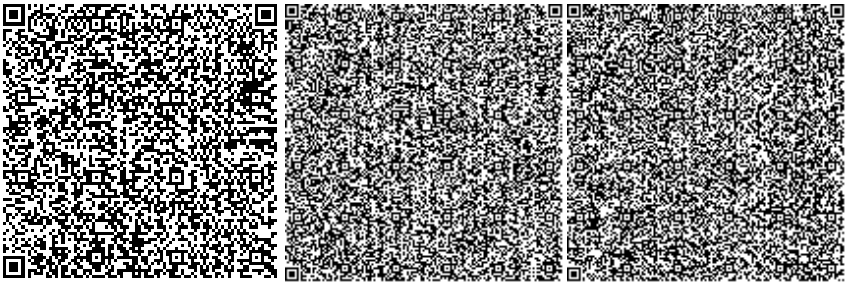


АЛҒЫ СӨЗ

«Ақтөбе облысы Әйтеке би ауданының Жамбыл ауылына жеткізуші газ құбырын салу» жұмыс жобасы бойынша осы жиынтық қорытындысы «Мемсараптама» РМК Ақтөбе облысы филиалымен берілді.

«Мемсараптама» РМК Ақтөбе облысы бойынша филиалының рұқсатынсыз осы сараптау қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

Утверждаю
Директор
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области
Ботенбаев Ж.Ж.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

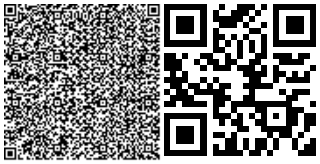
№ 04-0377/16 от 30.12.2016 г.

по рабочему проекту
«Строительство подводящего газопровода к с.Жамбыл Айтекебийского района Актюбинской области»

ЗАКАЗЧИК:
ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области», город Актобе

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Астанатехстройэксперт», город Астана

город Актобе



ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное сводное заключение на рабочий проект **«Строительство подводящего газопровода к с.Жамбыл Айтекебийского района Актюбинской области»** выдано филиалом по Актюбинской области РГП «Госэкспертиза».

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Строительство подводящего газопровода к с. Жамбыл Айтекебийского района Актюбинской области».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №061240003738/160085/00 от 27.10.2016 г. между филиалом по Актюбинской области РГП «Госэкспертиза» и ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области».

2. ЗАКАЗЧИК: ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области», город Актобе.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Астанатехстройэксперт», государственная лицензия ГСЛ №13003021 от 28.02.2013 года, выданная Агентством РК по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, категория лицензии – I.
ГИП – Мамыканова Д. (приказ №4-П от 01.06.2016 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ
5.1 Основание для разработки:
- задание на проектирование, утвержденное руководителем ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области» от 31.05.2016 года;
- архитектурно-планировочное задание №28 от 01.10.2014 года, утвержденное руководителем ГУ «Отдел архитектуры, градостроительства и строительства Айтекебийского района»;
- письмо №04-14/1841 от 23.06.2016 года о финансировании объекта по бюджетной программе «004 - 431» «Газификация населенных пунктов», запланированных на 2017 год, выданное ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области»;
- акт обследования зеленых насаждений от 16.08.2016 года, выданный ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области»;
- акт выбора и обследования земельного участка №85 от 21.10.2014 года, подписанный комиссией;
- постановление №106 от 16.06.2016 года акимата Айтекебийского района о выделении земельного участка площадью 16,0 га;
- справка №02-07/113 от 01.06.2016 года о количестве потребителей в с.Жамбыл, выданная ГУ «Аппарат акима Жамбылского сельского округа»;
- справка №125 от 08.06.2016 года о количестве потребителей в с.Ушкатты;
- справка №01-27/1884 от 18.07.2016 года о количестве потребителей в с.Талдысай;
- письмо №04-07/2395 от 05.08.2016 года о начале строительства в 1 квартале 2017 года, выданное ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области»;
- протокол согласования стоимости оборудования и материалов, утвержденный заказчиком.

Технические условия:
- №04-15/2811 от 16.09.2016 года на водоснабжение АГРС в с.Талдысай, выданные ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области»;
- №18 от 08.09.2016 года на присоединение к электрическим сетям, выданные Айтекебийским УЭС ТОО «Энергосистема»;

- №694 от 28.11.2016 года на пересечение проектируемого газопровода с ВОЛС «Костанай-Актобе», выданные ТОО «TNS-Plus»;

- №06-62-2060 от 19.08.2016 года на присоединение проектируемого газопровода-отвода и АГРС к действующему газопроводу-отводу на АГРС «Комсомол», выданные АО «Интергаз Центральная Азия»;

- №408 от 09.06.2016 года на подключение к газораспределительным сетям, выданные АПФ АО «КазТрансГаз Аймак».

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

- письмо исх.№ ses/D11-03/00029/2 от 11.10.2016 года о том, что данный рабочий проект не подлежит рассмотрению, выданное РГУ «Айтекебийское районное управление по защите прав потребителей Департамента по защите прав потребителей Актюбинской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан»;

- заключение государственной экологической экспертизы № eco/D24-0478/16/5 от 21.12.2016 года, выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Актюбинской области»;

- согласование исх.№20-02-09/1084 от 18.11.2016 года на пересечение подводящего газопровода высокого давления через автодорогу республиканского значения «Карабутак – Комсомольское - гр.Костанайской области» км 73+650, выданное директором АФ АО «НК «КазАвтоЖол»;

- согласование рабочего проекта с АО «Интергаз Центральная Азия» исх.№06-62-3177 от 26.12.2016 года;

- согласование рабочего проекта с УМГ «Актобе» АО «Интергаз Центральная Азия» исх.№4802-4812-2302 от 27.12.2016 года;

- согласование рабочего проекта с ПТО АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» №3833 от 13.10.2016 года, со службой учета и режима газоснабжения №703 от 22.12.2016 года;

- согласование по промышленной безопасности на рабочий проект №04-13/3150 от 12.10.2016 года, выданное ГУ «Управление энергетики и ЖКХ Актюбинской области».

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу:

- паспорт проекта;
- общая пояснительная записка;
- альбом - генеральный план АГРС, ПГБ;
- альбом - архитектурно-строительная часть. Площадка под АГРС, ПГБ;
- альбом - рабочие чертежи - внеплощадочные сети газоснабжения (газопровод – отвод МГ, подводящий газопровод высокого давления);
- альбом – ТХ АГРС, ТХ ПГБ;
- альбом - электроснабжение АГРС;
- альбом - электроснабжение ПГБ;
- отчет об инженерно-геологических изысканиях заказ №30/05-16, выполненный ТОО «Ел Курылыс 2003» в 2016 году;
- технический отчет по топографо-геодезическим работам, выполненный в 2016 году ТОО «ГеоТоп»;
- раздел «Охрана окружающей среды», выполненный ТОО «ГидроЭкоРесурс-L»;
- проект организации строительства;
- сметная документация.

5.4 Цель и назначение объекта строительства:

Во исполнение Программы развития территории Актюбинской области на 2016-2020 годы, обеспечение бесперебойным газоснабжением жилых домов и объектов в результате строительства подводящих сетей газоснабжения к с.Жамбыл Айтекебийского района.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

В административном отношении территория относится к Айтекебийскому району.

Участок строительства находится в селе Жамбыл Айтекебийского района Актюбинской области.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур, малоснежной холодной зимой и жарким засушливым летом, малым количеством осадков.

Природно-климатические условия района строительства:

- климатический подрайон - IIIA;
- скоростной напор ветра - 0,38 кПа;
- расчетная зимняя температура наружного воздуха - минус 31ºС;
- нормативная снеговая нагрузка - 1,8 кПа;
- нормативная глубина сезонного промерзания грунта - 1,72-2,07 м;
- сейсмичность района строительства - до 5 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

Согласно отчета об инженерно-геологических изысканиях заказ №30/05-16, выполненного ТОО «Ел Курылыс 2003» в 2016 году (лицензия ГСЛ №15005805 от 31.03.2015 года) в разрезе грунтового основания участка трассы выделены следующие инженерно-геологических элементов (сверху – вниз):

- ИГЭ-1а - вскрыт практически повсеместно всеми скважинами с поверхности в интервале глубин от 0 до 0,1-0,45 м. Почвенно-растительный слой светло-коричневый, бурый, буро-коричневый, суглинистый, рыхлый, маловлажный с включением редкого гравия. Плотность грунта 1,71-1,73 г/см^3, естественная влажность 0,06-0,09 д.е. Мощность слоя 0,1-0,45 м. Грунт подлежит срезке с последующей рекультивацией;

- ИГЭ-1- вскрывается скважинами под грунтами ИГЭ-1а, иногда в основании разреза под грунтами ИГЭ-4. Грунт классифицирован как суглинок тяжелый пылеватый серо-коричневый, буро-коричневый, коричневый, твердой консистенции, малой степени водонасыщения, средней плотности, карбонатизированный с включением редкого мелкого гравия, с прослоями глины, супеси и песка среднего. Грунт довольно широко распространен в пределах изученного участка трассы. Мощность слоя 0,9-4,8 м. Тип грунтовых условий по просадочности – I (первый);

- ИГЭ-2 - вскрывается скважинами в пределах участка трассы под грунтами ИГЭ-1а, 1. Грунт представлен супесью песчанистой и пылеватой, светло-коричневой, серо-коричневой, желтовато-коричневой, серой, средней плотности, твердой консистенции, маловлажной, незасоленной, с прослойками песка и суглинка твердого мощностью от 1-5 см до 0,1-0,2 м, часто с включением гравия и дресвы 5-7 %. Мощность слоя 0,9-3,9 м.

При компрессионных испытаниях супесь проявляет просадочные свойства на полную мощность слоя. Относительная деформация просадочности при нагрузках 0,05-0,1-0,2-0,3 МПа составляет, соответственно, 0,004-0,005; 0,008-0,010; 0,010-0,014; 0,015-0,020 д. е. Начальное просадочное давление равно 0,10 МПа. Тип грунтовых условий по просадочности – I (первый);

Основанием газопроводов служит супесь с физико-механическими характеристиками грунта: удельное сцепление c_{II}=0,14кПа; угол внутреннего трения φ_{II}=28,5º; плотность грунта ρ_{II}=1,85г/см^3.

Коррозийная активность грунтов: к углеродистой стали – средняя.

Засоленность грунтов – незасоленные.

Грунты слабоагрессивные к бетонам на портландцементе по ГОСТ 10178-85 и неагрессивные к бетонам на сульфатостойком портландцементе ГОСТ 22266-2013.

Грунтовые воды до глубины 3,0 м от дневной поверхности не вскрыты.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Участок ПГБ

Площадка ПГБ расположена на северо-западной окраине с.Жамбыл Айтекебийского района Актюбинской области. Генеральный план площадки ПГБ разработан на основании задания на проектирование и исходных данных на материалах топографической съемки. Система высот - Балтийская. Система координат - местная.

Планировочные решения генерального плана приняты в соответствии с технологической схемой с учетом рельефа местности и подхода инженерных сетей.

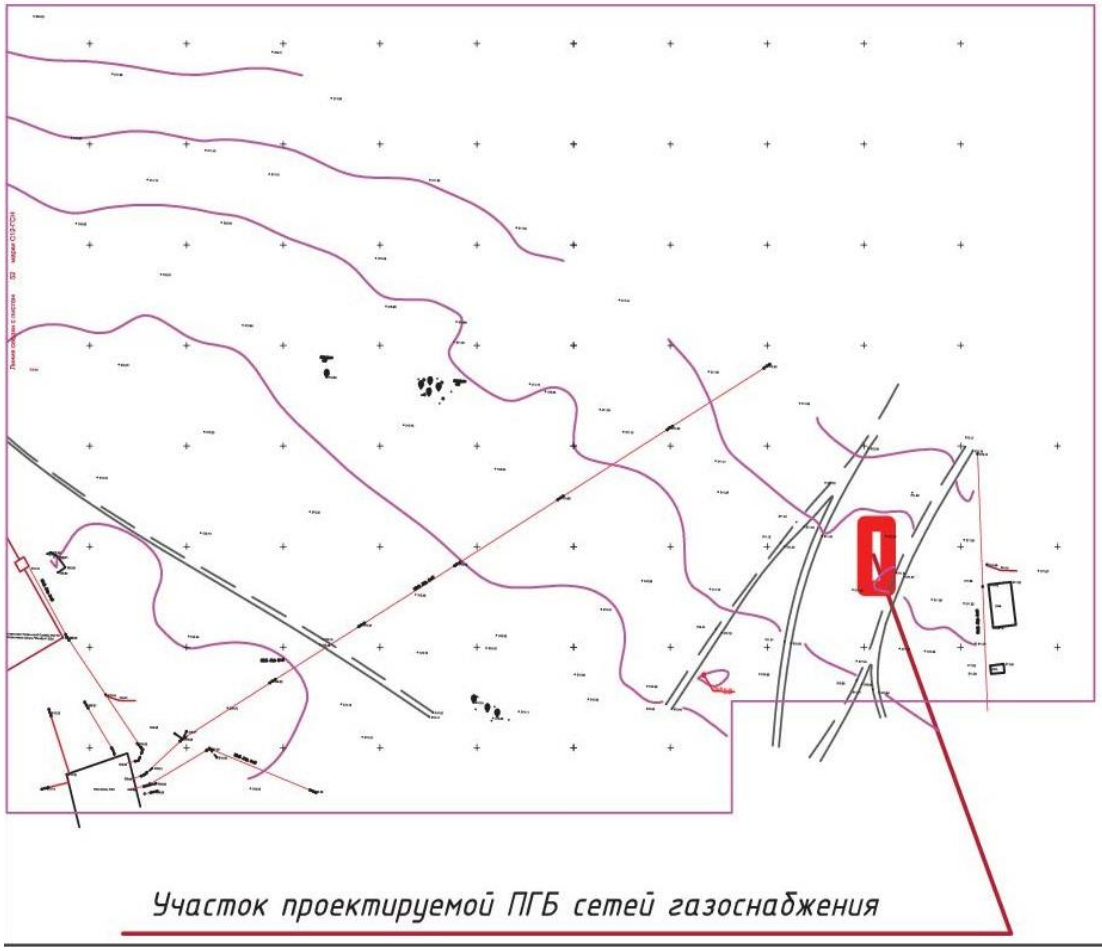
Размещение пункта ПГБ на площадке выполнено с учетом противопожарных и санитарно-гигиенических разрывов, проездов, выездов.

На площадке с размерами 16,0х6,0 м предусмотрено размещение блочного газорегуляторного пункта ПГБ с размерами в плане 7,0х2,3 м. ПГБ устанавливается на монолитную железобетонную площадку с размером 7,6х3,1 м с щебеночным основанием.

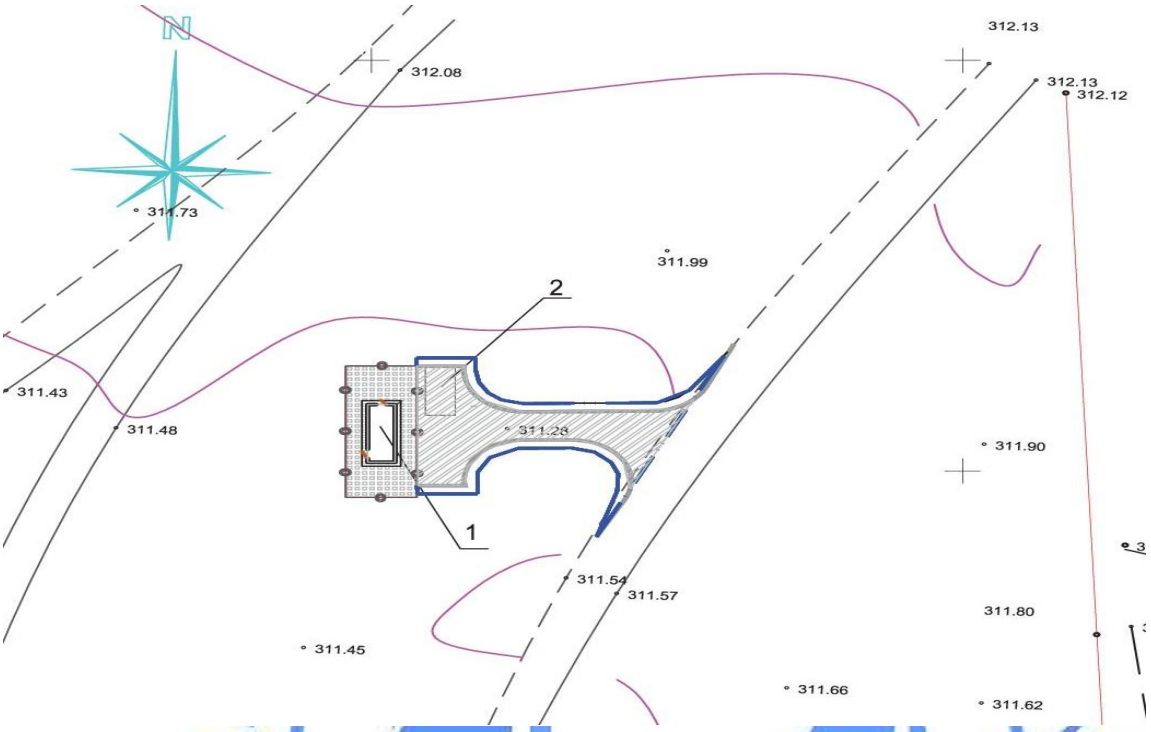
Покрытие площадок – щебеночное, основание - уплотненный грунт.

Вертикальная планировка площадок решена с учетом сложенного рельефа местности с необходимым уклоном для отвода стока дождевых и талых вод от зданий и сооружений. К территории ПГБ от существующей автодороги предусмотрена подъездная дорога с площадкой для стоянки и разворота автомашин. Территория ПГБ ограждается металлическим сетчатым ограждением высотой 1,5 м с калиткой.

За условную отметку 0,000 принята отметка верха площадки под ПГБ, что соответствует абсолютной отметке 311,60.



Ситуационная схема Рис.1



Условные обозначения: 1 ПГБ
2 Площадка для парковки автомашин

Ситуационная схема генплана Рис.2

Технические показатели по генеральному плану плану участка ПГБ

Таблица №1

№ п/п	Наименование показателей	Ед.изм.	Показатели
1.	Площадь участка	га	0,0096
2.	Площадь застройки	$м^2$	17,1
3.	Площадь покрытия	$м^2$	78,9
4.	Площадь покрытия подъздной дороги	$м^2$	212,0

Участок АГРС

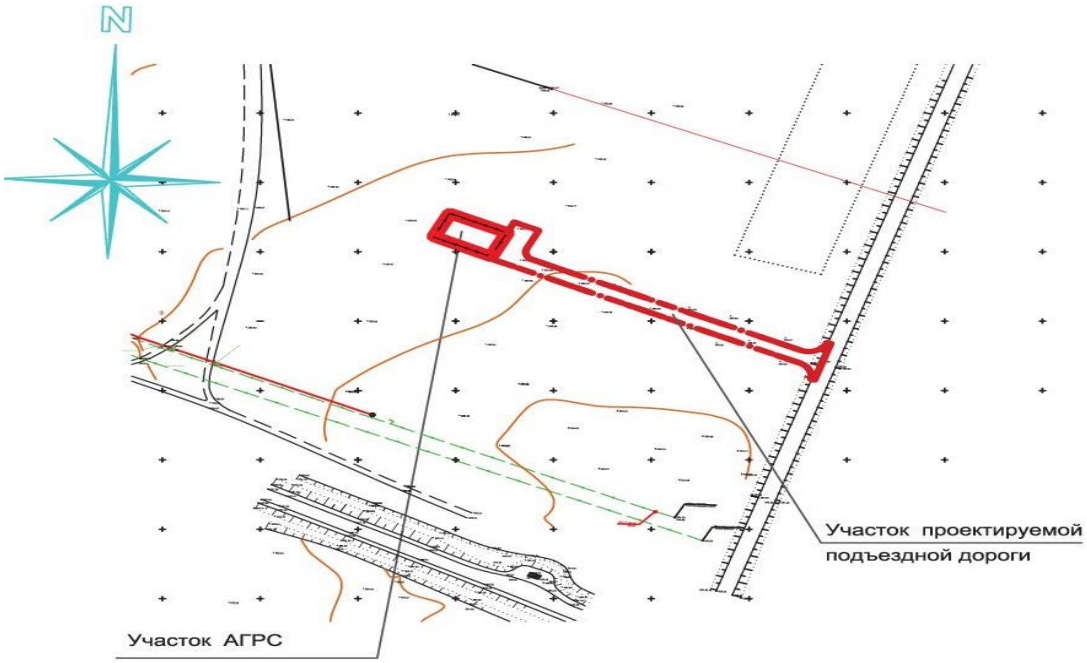
Участок АГРС расположен в районе с.Жамбыл Айтекебийского района Актюбинской области.

Генеральный план разработан на основании задания на проектирование и исходных данных на материалах топографической съемки. Система высот - Балтийская. Система координат - местная.

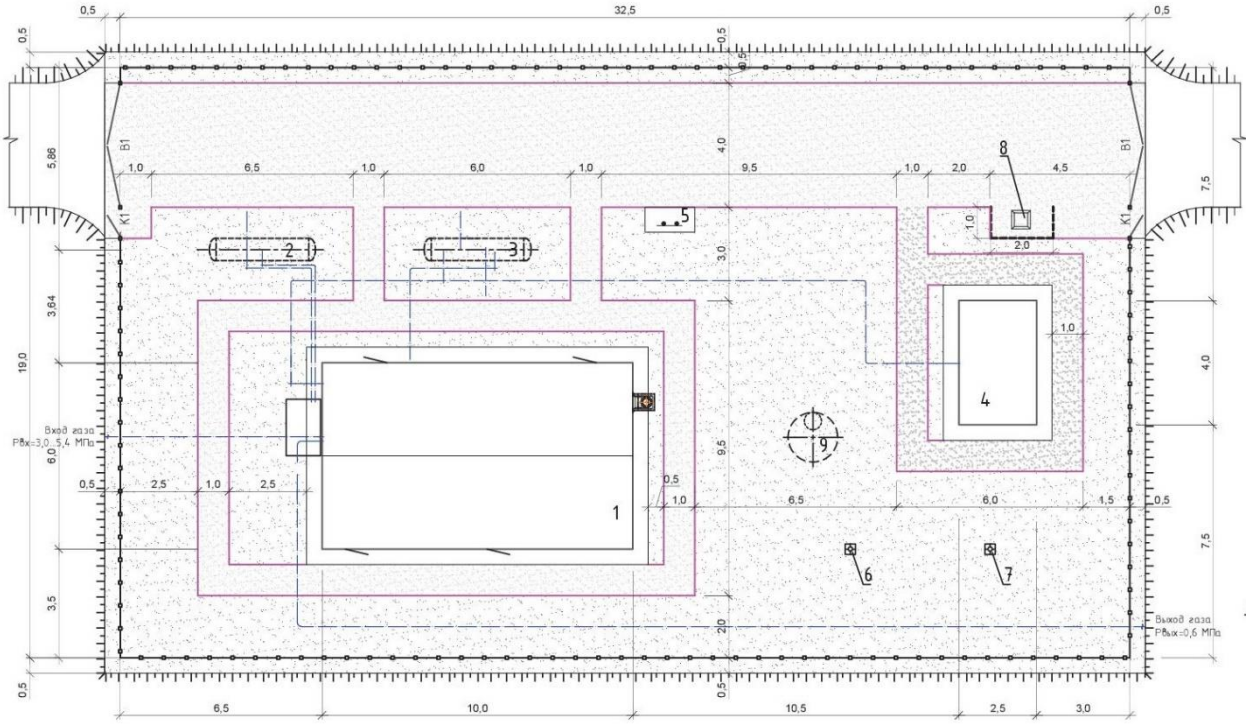
Планировочные решения генерального плана приняты в соответствии с технологической схемой с учетом рельефа местности и подхода инженерных сетей.

На площадке с размерами 19,0х32,5 м размещены: общий блок-бокс, газопоршневой генератор, емкость хранения (подземная), емкость для сбора конденсата (подземная), пожарный щит, мачта, спутниковая антенна, выгреб, мусорный контейнер – 1 шт.

Размещение на площадке зданий и сооружений выполнено с учетом противопожарных и санитарно-гигиенических разрывов, проездов, выездов.



Ситуационная схема Рис.3



Условные обозначения:

1 Общий блок-бокс
2 Емкость для хранения одоранта
3 Емкость сбора конденсата
4 Газопоршневой генератор
5 Пожарный щит
6 Прожекторная мачта
7 Спутниковая антенна
8 Мусорный контейнер
9 Выгреб

Ситуационная схема генплана Рис.4

Предусмотрено щебеночное покрытие участка АГРС.

План организации рельефа разработан в пределах границ участка. Проектом принято размещение АГРС на повышенной площадке для защиты оборудования от возможного подъема вешних вод во время половодья. Для создания минимального нормативного уклона с целью отвода дождевых и талых вод с участка решена вертикальная планировка методом проектных точек. Водоотвод осуществляется по спланированному рельефу на проезды, далее в пониженные участки рельефа.

Территория по внешнему периметру ограждается металлическими сетчатыми ограждениями высотой 2,0 м и 1,5 м с калитками и автомобильными воротами.

К площадке для обслуживания АГРС предусмотрена подъездная дорога, а также предусмотрен аварийный съезд. Покрытие подъездной дороги и площадки принято – асфальтобетонное.

За условную отметку 0,000 принята отметка верха площадки, что соответствует абсолютной отметке 285,75.

Технические показатели по генеральному плану участка АГРС

Таблица №2

№ п/п	Наименование показателей	Ед.изм.	Показатели
1.	Площадь участка	га	0,0617
2.	Площадь застройки	м^2	70,0
3.	Площадь покрытия	м^2	353,6
4.	Площадь покрытия подъездной дороги	м^2	216,9

6.2.2 Технологические решения

Согласно технических условий №60-62-2060 от 19.08.2016 года, выданных АО «Интергаз Центральная Азия» и №408 от 09.06.2016 года, выданные АПФ АО «Каз ТрансГаз Аймак», общий расчетный расход потребления газа составляет – 3484,8 м^3/час, в том числе на с.Талдысай – 2061 м^3/час, на с.Ушкатты – 531,8 м^3/час, на с.Жамбыл – 892 м^3/час (185 жилых домов, 20 соцкультбыт объектов с.Жамбыл).

Магистральный газопровод - отвод

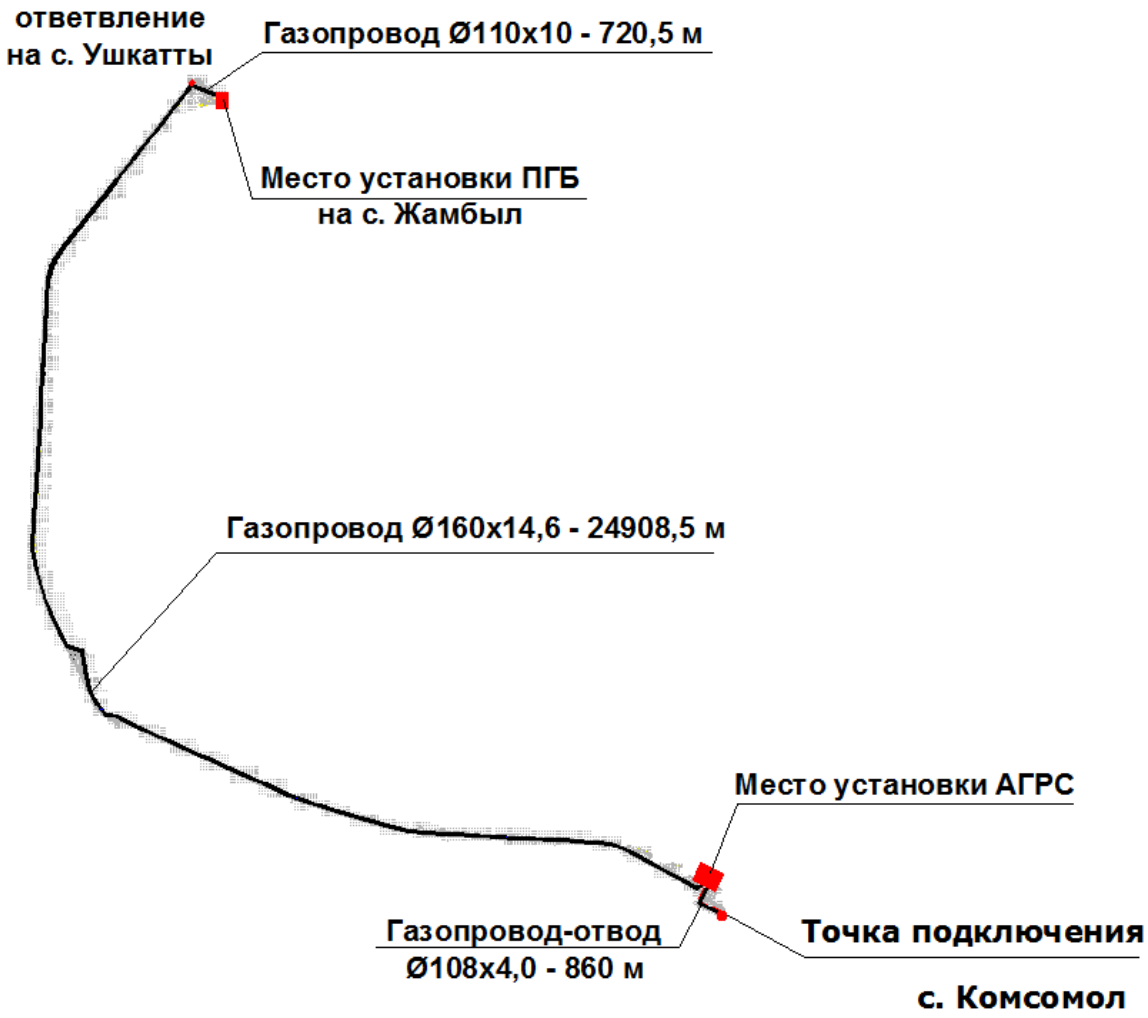
Газопровод-отвод к с. Жамбыл Айтекебийского района общей протяженностью магистрального трубопровод – 860 м. Вся трасса от точки врезки до АГРС «Жамбыл» проходит по Айтекебийскому району Актюбинской области.

Точка присоединения - действующий газопровод-отвод на АГРС "Комсомол" диаметром 108х4мм на 70,3 км. Точка врезки - существующий шаровый равнопроходной кран подземного исполнения с двухсторонней продувкой диаметром 100 мм. Трубопровод в точке подключения стальной подземной прокладки, глубина заложения 1,0-1,5 м от поверхности рельефа до верха трубопровода диаметром 108 мм. Для строительства магистрального газопровода-отвода подземной прокладки проектом применены трубы диаметром 108х4,0 мм с заводским покрытием усиленного типа нормального исполнения. Установка электроизолирующей вставки предусмотрена в месте присоединения проектируемого газопровода-отвода к действующему газопроводу после кранового узла по ходу газа, на входе АГРС электроизолирующая вставка учтена в комплекте поставки АГРС. Категория участков газопровода согласно таблицы 1 и таблицы 2 СНиП РК 3.05.01-2010 принята II и III категории.

Контроль качества сварных стыков II-категории L=388,0 м - 75% ультразвуковым методом, и 25% радиографическим методом, III-категории L=472,0 м - 90% ультразвуковым методом и 10% радиографическим.

Все работы по монтажу, сварке и контролю сварных соединений магистрального газопровода-отвода производятся в соответствии со СНиП РК 3.05.01-2010 “Магистраль-

ные газопроводы", СНиП РК 1.03-14-2011 “Охрана труда и техника безопасности в строительстве», ВСН 006-89, ВСН 008-88, ВСН 011-88, ВСН 012-88.



Ситуационная схема газопроводов Рис.5

Газопровод-отвод обозначается на местности опознавательными (сигнальными) знаками высотой 1,5-2,0 м от поверхности земли, устанавливаемыми на столбах в пределах прямой видимости и на всех углах поворота трассы.

Газопровод Ру=5,35МПа согласно требованиям табл.1 СНиП РК 3.05.01-2010 в зависимости от условий работы и степени ответственности предусмотрен II и III категории. Расчет потребной толщины стенки трубы газопровода Ру=5,35МПа произведен в соответствии СНиП РК 3.05.01-2010.

Таблица №3

Наименование объекта	Категория участка газопровода	Наружный диаметр, мм	ГОСТ на трубы	Марка стали	Времен. сопротивл. разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Номинальная толщина стенки трубы
Газопровод-отвод 5,35МПа	II	108	8732-78	Ст.20 К-42	412	245	4,0
	III	108	8732-78	Ст.20 К-42	412	245	4,0

На основании гидравлического и прочностного расчетов и в соответствии с требованиями СНиП РК 3.05.01-2010, для участка Ру=5,35МПа – трубы стальные бесшовные горячедеформированные диаметром 108 мм с заводским покрытием усиленного типа нормального исполнения.

Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости выполнены с помощью гнутых отводов ТУ 1468-038-20872280-2011. Изоляция отводов предусматривается защитным покрытием весьма усиленного типа согласно ГОСТ 9.602-2005. Защитное покрытие наносится в трассовых условиях на основе термоусаживающихся материалов с мастичным-полимерным клеевым слоем толщиной не менее 2,3 мм.

АГРС – 5000 м³/час

АГРС имеет один выход и обеспечивает снижение входного давления газа до заданного значения, поддержание его с определен-ной точностью при изменении расхода и давления газа на входе АГРС, а также очистку газа, измерение и регистрацию его расхода. Максимальная производительность АГРС – 5000 м³/час, Рвх=3,0-5,35МПа, Рвых=0,9МПа.

В АГРС входят:

- общий блок-бокс ГРС;
- подземная емкость хранения одоранта V = 1,0 м³;
- подземная емкость сбора конденсата V = 1,0 м³;
- газопоршневой генератор.

Узел переключений

В составе узла переключений предусмотрены:

- входной (DN50) и выходной (DN100) краны с пневмоприводом;
- кран (DN50) с пневмоприводом на линии аварийного сброса газа на входном трубопроводе;
- обводная линия в составе крана с ручным приводом DN25 и клиновая задвижка DN25 с ручным приводом;
- два предохранительных сбросных клапана типа СППК DN25, PN1, 6 $P_{уст}$ = 0,672 МПа, пропускная способность не менее 10% от максимальной производительности выходного газопровода ГРС (рабочий и резервный), подключенных через переключающие устройства и имеющие возможность проверки срабатывания без отключения линии. Для контроля давления срабатывания клапанов при их настройке перед каждым из них будет предусмотрен манометр: электроконтактные манометры, термометры, датчики давления на входном и выходных газопроводах.

Узел очистки газа

Узел очистки газа состоит из 2-х линий, выполненный на базе фильтра-сепаратора типа ФС-ГПМ-80/80 (1 раб. + 1 рез.).

Фильтры-сепараторы являются сосудами, работающими под давлением. Фильтры-сепараторы предназначены для улавливания капельной жидкости и механических примесей с эффективностью 99,0%.

Очистка или замена фильтроэлементов в фильтрах-сепараторах производится в случае разницы давлений газа на входе и выходе устройства более 0,5% от давления газа на входе (но не более 0,05 МПа).

При разнице давлений газа на входе и выходе фильтров-сепараторов более 0,05 МПа фильтроэлементы разрушаются.

В составе узла очистки газа предусмотрена промежуточная накопительная емкость, выполненная из трубы DN150 (это решение позволяет не регистрировать емкость как «сосуд, работающий под давлением») и автоматический сброс продуктов очистки газа на базе крана (DN50) с пневмоприводом, который открывается и закрывается по сигналу датчика уровня, предусмотренного в составе емкости.

Сбор продуктов очистки газа будет предусмотрен в емкость сбора конденсата объемом 1,0 м^3, входящую в комплект, но монтируемую на площадке АГРС по проекту привязки.

Для снижения рабочего давления в линии сброса продуктов очистки предусмотрен регулирующий клапан с ручным приводом.

Для дополнительной осушки и очистки газа, отбираемого для управления пневмоприводами кранов предусмотрен узел подготовки импульсного газа (на раме).

Узел предотвращения гидратообразования

Состоит из одной рабочей линии подогрева и байпасной линии. Линия подогрева включает в себя краны DN50 с ручными приводами на входе и выходе, теплообменник ГПМ-ТГ-50/6,3, клапаны предохранительные запорные ГПМ-ПЗК на линиях подачи и возврата теплоносителя.

Узел редуцирования газа.

Располагается в блок-боксе.

Состоит из двух линий редуцирования (1 рабочая и 1 резервная, производительностью 5 000 нм^3/ч каждая. Линии редуцирования основного расхода выполнены на базе регуляторов давления газа 149-BV DN50 PN100 (по схеме «отсекатель + регулятор»).

Состав линий редуцирования основного расхода:

- кран (DN50) с пневмоприводом на входе;
- регулятор давления 149-BV DN50;
- кран (DN100) с ручным приводом на выходе;
- краны *DN*20 с ручными приводами на штуцере для подачи азота и свече сброса газа до и после регуляторов давления;
- манометры для местного контроля давления газа до и после регуляторов давления газа.

После узла редуцирования установлен датчик давления для контроля давления газа.

Узел измерения расхода газа

Располагается после узла переключения.

Узел измерения расхода газа (далее – УИРГ) состоит из одной рабочей линии измерения расхода газа DN100 и байпаса.

В составе УИРГ предусмотрены:

- входной кран (DN100) с ручным приводом;
- штуцер для подачи азота в комплекте;
- прямой участок фланцевого исполнения длиной не менее 30 DN измерительного трубопровода до счетчика;
- ультразвуковой преобразователь расхода UFG DN100;
- прямой участок длиной не менее 5 DN измерительного трубопровода после счетчика;
- свеча сброса газа. На штуцере и на свече предусмотрены ручные краны;
- выходной кран (DN100) с ручным приводом.

Узел подготовки газа для собственных нужд

Размещен в отсеке технологическом блок-здания ГРС.

Узел подготовки газа для собственных нужд выполнен на базе газорегуляторной установки с узлом измерения расхода газа. ГРУ имеет один выход с давлением до 0,002 МПа на котлы, максимальное потребление газа ≈ 10 нм^3/ч.

Узел одоризации газа

Узел одоризации газа выполнен на базе автоматической одоризационной установки ОДДК в комплекте с резервной ручной одоризационной установкой капельного типа, расходной емкостью одоранта объемом не менее 0,110 м^3, поддон из коррозионно-стойкой стали для удержания одоранта при разгерметизации емкости и эжектор для утилизации паров одоранта из емкостей в выходной газопровод.

Хранение одоранта предусмотрено в емкости для хранения одоранта подземной двустенной объемом 1,0 м³, $P_{расч}$= 1,2 МПа, входящей в комплект, но монтируемой на площадке АГРС по проекту привязки.

Узел подготовки теплоносителя

Выполнен на базе двух газовых котлов тепловой мощностью 80 кВт (1 раб. + 1 рез.), предназначенных для подогрева газа и отопления помещений ГРС со следующим температурным режимом:

- технологические помещения - 5°С,
- операторная – плюс 20°С.

В качестве теплоносителя в системе отопления АГРС предусмотрена низкозамерзающая жидкость ОЖ-40 по ГОСТ 28084-89.

Циркуляция теплоносителя в системе отопления АГРС предусмотрена принудительной.

Измерение расхода газа на данные котлы предусмотрено с помощью измерительного комплекса СГ-ТК-Д-10 на базе диафрагменного счетчиком ВК-G6 и корректора ТС220 (в помещении теплогенераторной).

Подводящий газопровод высокого давления

Проектом предусмотрено строительство газопровода высокого давления от АГРС «Жамбыл» до с. Жамбыл на основании технических условий за №408 от 09.06.2016 года, выданных АПФ АО «КазТрансГаз Аймақ».

Расчет газопровода произведен на природный газ с теплотой сгорания Q = 7600 ккал/м³ и удельным весом γ =0,73 кг/м³.

Трасса газопровода проходит по землям Айтекебийского района.

Точка врезки проектируемого газопровода осуществляется от надземного газопровода высокого давления II-категории Рпроект=6 кгс/см² диаметром 159 мм после проектируемого АГРС «Жамбыл».

Проектируемый газопровод высокого давления II-категории от точки врезки до ПГБ, установленного в с. Жамбыл, выполнен подземным способом из полиэтиленовых труб СТ РК ИСО 437-2004 диаметрами 160х14,6 мм и 110х10,0 мм (с учетом газификации с. Талдысай, с. Ушкатты). Средняя глубина заложения 1,30 м в зависимости от профиля земли. На точке врезке установлено отключающее устройство – задвижка стальная диаметром 150 мм в надземном исполнении.

Проектом предусмотрена установка задвижек на с. Талдысай диаметром 150 мм в ограждениях 3х3м на ПК 249+8,5 и на с. Ушкатты диаметром 100 мм в ограждениях 3х3 м на ПК 249+8,5.

Проектом предусмотрена прокладка подземного подводящего газопровода высокого давления, переходы через автодорогу, речку Уил и балки. В качестве запорной арматуры приняты задвижки тип 30с41нж. Вся запорная арматура устанавливается надземно в ограждении. При входе и выходе газопровода из земли газопровод заключется в стальной футляр.

Средняя глубина заложения подземного газопровода h=1,2 м.

Контроль качества сварных стыков полиэтиленового газопровода высокого давления II категории со средней степенью автоматизации согласно п.14 табл.22 СП РК 4.03-101-2013 «Газораспределительные системы» составляет 20 %, но не менее одного стыка. Согласно табл.15 СН РК 4.03-01-2011 проверка на герметичность полиэтиленового газопровода высокого давления выполнена давлением 0,75 МПа в течении 24 часов.

Укладка газопровода осуществляется на песчаное основание толщиной 10 см и присыпается естественным мягким грунтом на высоту не менее 20 см. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода предусмотрена прокладка вдоль присыпанного газопровода (на расстоянии 0,2-0,3 м) изолированного алюминиевого провода сечением 2,5 мм² по ГОСТ 31947-2012 с выводом его концов под ковер или футляр на выходе из земли. Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Сақ болыңыз! Осторожно! Газ!» укладывается на расстоянии

0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

Через каждые 500,0 м и на углах поворота газопровода устанавливаются опознавательные знаки с правой стороны газопровода (по ходу газа) на расстоянии 1,0 м от газопровода (28 шт.).

Согласно СН РК 4.03-01-2013 подземные газопроводы природного газа давлением св. 0,005 МПа, прокладываемые вне поселений за пределами черты их перспективной застройки контроль качества стыков вне территории поселения 20%. Испытание на прочность полиэтиленового газопровода высокого давления производится воздухом давлением Р=7,5 МПа в течении 24 часов.

Переход газопровода высокого давления через овраги между ПК58+47,5 - ПК 58+86,5; ПК68+6,5 – 68+66,5; ПК69+55,5 – ПК 70

Данные переходы газопроводов высокого давления Р=6кгс/см² через овраги разработаны в подземном исполнении с применением полиэтиленовых труб диаметром 160х14,6 мм SDR11 методом горизонтально-наклонного бурения.

Согласно СН РК 4.03-01-2013 подземные газопроводы природного газа давлением св. 0,005 МПа через овраги, прокладываемые вне поселений за пределами черты их перспективной застройки контроль качества стыков вне территории поселения 100%. Испытание на прочность полиэтиленового газопровода высокого давления производится воздухом давлением Р=7,5 МПа в течении 24 часов.

Переход газопровода высокого давления через естественные водные преграды между ПК147+65,5 - ПК 148+80,0; ПК158+46,5 - ПК 159+39,5

Данные переходы газопроводов высокого давления Р=6кгс/см² через реку Уил и водную преграду выполнены бестраншейным способом с применением полиэтиленовых труб диаметром 160х14,0 мм SDR11. Газопровод прокладывается ниже дна реки. Данные переходы выполнены методом ГНБ. Устройство переходов выполнено в жаркое время при наинизшем горизонте воды.

Для прокладки газопроводов применены полиэтиленовые трубы, соответствующие СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 при SDR не более 11. Коэффициент запаса прочности газопровода не менее 2,0. Газопроводы, проложенные бестраншейным методом балластировке и закреплению не подлежат.

На данные переходы получено согласование Актюбинского территориального отдела РГУ «Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов КВР МСХ РК».

Согласно СН РК 4.03-01-2013 подземные газопроводы природного газа давлением св. 0,005 МПа через водные преграды, прокладываемые вне поселений за пределами черты их перспективной застройки контроль качества стыков вне территории поселения 100%. Испытание на прочность полиэтиленового газопровода высокого давления производится воздухом давлением Р=7,5 МПа в течении 24 часов.

Переход газопровода высокого давления через автомобильные дороги IV-V категории

Переходы через автомобильные дороги IV-V категории выполнены подземным способом из полиэтиленовых труб диаметром 160х14,0 мм SDR11. Данные переходы газопроводов высокого давления Р=6кгс/см² через дороги выполнены открытым способом. При пересечении газопровода высокого давления через автомобильные дороги газопровод заключены в полиэтиленовый футляр диаметром 225х20,5 мм SDR11.

Данные переходы выполнены на между пикетами:

- между ПК32 и ПК33 длина футляра L=16,5 м;
- между ПК130 и ПК131 длина футляра L=16,0 м;
- между ПК131 и ПК132 длина футляра L=23,5 м;
- между ПК147 и ПК148 длина футляра L=12,0 м;
- между ПК171 и ПК173 длина футляра L=26,0 м;
- между ПК232 и ПК234 длина футляра L=68,0 м;
- между ПК247 и ПК248 длина футляра L=24,0 м.

Концы футляров заделываются гидроизоляционным материалом с обеих строн. По ходу движения газа на конце футляра устанавливается контрольная трубка, выходящая под ковер.

Согласно СН РК 4.03-01-2013 подземные газопроводы природного газа давлением св. 0,005 МПа через дороги, прокладываемые вне поселений за пределами черты их перспективной застройки контроль качества стыков вне территории поселения 100%. Испытание на прочность полиэтиленового газопровода высокого давления производятся воздухом давлением Р=7,5 МПа в течении 24 часов.

Блочный газорегуляторный пункт ПГБ-13НВ-У1

Для снижения давления и учета расхода газа возле с. Жамбыл запроектирован пункт газорегуляторный блочный (далее ПГБ) ПГБ-13-2НВ-У1 с ротационным счетчиком Delta-G100, с корректором объема газа ИСТОК-ТМ. ПГБ состоит из технологического блока полной заводской готовности. В ПГБ предусмотрены узел редуцирования газа с основной и резервной ниткой, узел учета расхода газа, телеметрия и пожарная сигнализация.

Для отопления ПГБ предусмотрен газовый конвектор.

ПГБ оборудуется сигнализатором загазованности, датчиком пожарно-охранной сигнализации, системой защиты от несанкционированного доступа и проникновения, отсеком под телеметрию. Срабатывание предохранительно-сбросных клапанов должно обеспечивать сброс газа при превышении максимального рабочего давления после регулятора не более чем на 15 %.

Давление газа на входе – 0,59 МПа, давление газа на выходе – 0,3-0,003 МПа, пределы срабатывания предохранительного клапана – 0,345 – 0,00345 МПа.

Очистка 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, МСП 4.03-103-2005. Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопровода очищается в соответствии с проектом производства работ. Очистка полости внутренних газопроводов производится перед их монтажом продувкой воздухом.

Очистка полости, а также проверка на герметичность осуществляются по специальной инструкции под руководством комиссии, состоящей из представителей подрядчика, заказчика, технадзора и представителя Комитета по чрезвычайным ситуациям.

Инструкция составляется заказчиком и строительно-монтажной организацией применительно к конкретному трубопроводу с учётом местных условий производства работ, согласовывается с Комитетом по ЧС, проектной организацией и утверждается председателем комиссии. Инструкция по очистке полости, испытанию трубопроводов и проверки на герметичность предусматривает:

- способы, параметры и последовательность выполнения работ;
- методы и средства выявления и устранения отказов;
- схему организации связи, так как проведения испытаний и очистка при отсутствии бесперебойной связи не допускается.
- требования пожарной, газовой, технической безопасности и указания о размерах охранной зоны.

Испытания подземных газопроводов производится после их монтажа в траншее и присыпки 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 течении времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта (п.11.5.6 СН РК 4.03-01-2011).

Значение испытательного давления и время выдержки под давлением полиэтиленовых подземных газопроводов принимают для высокого давления – 0,75 МПа в течении 24 часов.

6.2.3 Конструктивные решения

Конструктивные решения ПГБ

Площадка ПГБ размером 16,0х6,0 м расположена на северо-западной окраине с.Жамбыл Айтекебийского района.

Фундаменты под проектируемой ПГБ-13-2НВ-У1 – бетонная монолитная площадка с размером 7,6х3,1 м и толщиной 200 мм из бетона класса В15 F100 W6 ГОСТ 26633-2012 на сульфатостойком портландцементе. Армирование площадки предусмотрена арматурой сеткой класса А-III диаметром 10 мм по ГОСТ 5781-82.

Под фундаментом выполнена бетонная подготовка из бетона класса В7,5 и щебеночная подготовка толщиной 200 мм ГОСТ 8267-93* по уплотненному грунту.

Основанием фундамента являются супеси со следующими нормативными характеристиками: ρ_{II} =1,84 г/см³, c_{II} =11 кПа, φ_{II} =28 град, Е= 12 МПа.

Проектом предусмотрено ограждение площадки ПГБ металлическими сетчатыми ограждениями 3D из оцинкованных прутьев высотой 1,5 м. В ограждении предусмотрены калитки шириной 1,0 м для прохода на участки ПГБ. В качестве стойки используются металлические прямоугольные трубы сечением 60х40 мм по ГОСТ 3262-75. Фундаменты под стойки из бетона класса В12. Бетон, соприкасающийся с грунтом, принят на сульфатостойком цементе.

Площадка АГРС

Площадка АГРС размером 32,5х19,0 м расположена на юго-западной стороне с.Талдысай Айтекебийского района.

На площадке размещены блоки контейнерного типа, полной заводской поставки: общий блок-бокс с размерами 10,0х6,0 м, газопоршневой генератор с размерами 4,0х 2,5 м, емкость хранения одоранта (подземная) объемом 1,0м³, емкость для сбора конденсата (подземная) объемом 1,0м³, пожарный щит, мачта, спутниковая антенна, выгреб, КТПН.

В качестве фундаментов под общий блок-бокс и под газопоршневой генератор приняты монолитные железобетонные плиты размерами 11,0х7,0 м и 5,0х3,5 м толщиной 200 мм из бетона класса В15, W6, F50 на сульфатостойком цементе с армированием сеткой С-1 из арматуры диаметром 10А-III ГОСТ 5781-82 с размером ячейкой 200х200мм.

Основанием служит щебень фракции 5-20 мм по ГОСТ 8267-93 толщиной 100 мм, пропитанный битумом до полного насыщения по уплотненному грунту.

Сооружение КТПН представляет собой модульное здание с размерами в плане 1,6х2,7 м. За относительную отметку принята отметка 0.000, что соответствует абсолютной отметке 285,75. Фундаменты для КТПН предусмотрены из блоков ФБС по ГОСТ 13579-78.

Выгреб предусмотрена объёмом 3 м³. Сборные железобетонные элементы колодцев по серии 3.900.2-14 вып.1 выполнtys из бетона водонепроницаемости W4 морозостойкости F 100. Стены выгреба из стеновых колец КС20-9, плита днища 1ПП20-1, плита перекрытия КЦП1-20, горловина из стеновых колец КС7-9. Люк полиэтиленовый диаметром 700 мм, для дополнительного утепления в горловине колодца устанавливается деревянная крышка.

Фундаменты под емкость хранения одоранта и емкостя для сбора конденсата предусмотрены из блоков ФБС по ГОСТ 13579-78. Основанием служит песчаная подготовка толщиной 100 мм.

Основанием фундамента являются супеси со следующими нормативными характеристиками: ρ_{II} =1,84 г/см³, c_{II} =11 кПа, φ_{II} =28 град, Е= 12 МПа.

Проектом предусмотрено ограждение территории АГРС с размерами в плане 32,5 х 19 м, высотой 2,0 м.

Ограждение состоит из секций длиной 3 м и 2,5 м с калиткой и воротами для заезда машин. Столбы ограды выполнены из труб по ГОСТ 8639-82, ограждения из уголков по ГОСТ 8509-93 и сетки рабицы ГОСТ 5336-80. Фундамент под столбы ограды

выполнен из бетона В15, W6, F50 на сульфатостойком цементе. Над ограждением предусмотрена установка спирального барьера безопасности "Егоза".

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Отопление и вентиляция

Отопление и вентиляция АГРС

Источником теплоснабжения является встроенная котельная для системы отопления блок-боксов ГРС. Системы теплоснабжения двухтрубная, тупиковая с верхней разводкой и принудительной циркуляцией теплоносителя. Трубопроводы системы теплоснабжения предусмотрены из стальных электросварных труб. В качестве отопительных приборов — алюминиевые радиаторы. У отопительных приборов предусмотрена установка регулирующей арматуры с термостатическими элементами. Для удаления воздуха из системы предусмотрены автоматические воздухоотводчики в верхних точках, для опорожнения системы – спускные краны в нижних точках.

В помещении операторной предусмотрена установка сплит-системы с помощью которой поддерживается температура окружающей среды 20±5 ^{0}С.

В технологическом помещении (категория «А» по взрывопожарной и пожарной опасности) предусмотрена общеобменная трехкратная в час вентиляция с естественным побуждением через дефлектор и регулируемые решетки, а также аварийная вытяжная вентиляция с механическим побуждением, обеспечивающая восьмикратный воздухообмен в час. Включение аварийной вентиляции осуществляется автоматически при образовании в воздухе рабочей зоны помещения концентраций вредных веществ, превышающих 0,5 % объемного содержания метана в воздухе помещения. Крышные вентиляторы предусмотрены во взрывозащищенном исполнении и заземлены в соответствие с требованиями ПУЭ. При возникновении пожара предусмотрено автоматическое отключение систем вентиляции.

Водоснабжение и канализация

Водоснабжение и канализация

Водоснабжение операторной производится привозной водой в емкости 1000 л., находящийся в топочном отсеке.

Сброс хозфекальных стоков от блока операторной, где находится санитарный узел производится в выгреб. Канализация прокладывается полиэтиленовыми трубами диаметром 150 мм, к выгребу обеспечивается свободный подъезд автотранспорта для опорожнения и вывоза стоков в места, согласованные с санитарно-эпидемиологическими службами при эксплуатации объекта.

Электротехнические решения

Наружное электроснабжение 10кВ

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технических условий за №297/423т от 02.09.2016года, выданных ТОО «Энерго-система»;
- задания на проектирование.

Надежность электроснабжения - III категория.

Проектируемая трасса ВЛ-10 кВ относится к IV району по гололёду и IV району по ветровым нагрузкам.

Точка подключения - существующая линейная ячейка №18 ICШ РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Щербаковская».

Проектом предусмотрено восстановление линейной ячейки №18. В ячейке №18 установлен вакуумный выключатель ВВ/TEL-10 с микропроцессором и прибор учета электроэнергии «Альфа А1800» ГОСТ 31818.11-2012.

Проектом выполнена воздушная линия ВЛ-10 кВ и кабельная линия КЛ-10 кВ с установкой КТПН-40 кВА 10/0,4кВ ГОСТ 14695-80.

Воздушная линия выполнена на железобетонных стойках СВ-105 ТУ 5863-005-00113557-94 с устройством разъединителей КРМ-1 и КР-1 согласно типовой серии 3.407.1-143 (выпуск 1 и 5), проводом АС-70/11,0 мм² ГОСТ 839-80. Пролет составляет в среднем 50 м.

Изоляторы приняты натяжные ПС-70Е ГОСТ 6490-93, штыревые ШФУ-10 ТУ 3493-01-45649212-2000.

В проекте предусмотрены устройства по защите птиц от поражения электрическим током штыревыми изоляторами ШФУ-10 ТУ 3493-01-45649212-2000.

Опоры одностоечной и двухстоечной конструкции установлены в пробуренный котлован диаметрами 350-450 мм. Обратная засыпка котлованов произведена песчано-гравийной смесью. Уплотнение грунта производится трамбовкой с толщиной слоя не более 0,2 м. Выполнена гидроизоляция стоек. Выполнено заземление опоры согласно типовой серии 3.407-150.

Кабельная линия выполнена кабелем ААБл10-3х95 мм² ТУ 16.К09-143-2004 в земляной траншее Т-1 согласно типовой серии А5-92 от существующей линейной ячейки №18 в РУ-10 кВ ІСШ РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Щербаковская» до опоры №1 проектируемой ВЛ-10 кВ.

Приняты концевые муфты 10КвТп-3-70/120-СЛ-М ГОСТ 13781.0-86.

КТПН-40 кВА 10/0,4кВ установлена на строительных фундаментных блоках ФБС 24.4.6т. Предусмотрены ограждения КТПН-40 кВА 10/0,4кВ согласно типовой серии 3.017-1 (выпуск 2 и 5).

Основные показатели:

- напряжение сети 10 кВ;
- категория электроснабжения III;
- протяженность ВЛ-10 кВ 1545 м;
- протяженность КЛ-10 кВ 43 м;
- КТПН-40 кВА 10/0,4 кВ 1шт.

Наружное электроснабжение 0,4кВ (АГРС)

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технических условий за №297/423т от02.09.2016 года, выданные ТОО «Энерго-система»;
- задания на проектирование.

Надежность электроснабжения - I категория.

Точка подключения - проектируемая РУ-0,4 кВ КТПН-40 кВА и газопоршневая электростанция (АГП-30 кВт).

До вводно-распределительного устройство ШВУ (здания АГРС) выполнена двумя кабелями ВБбШв-4х10 мм² ГОСТ 16442-80.

Кабели проложены в земляной траншее типа Т-1, Т-2 по типовой серии 4.407-251, поверх кабеля в траншее проложена сигнальная лента ЛСЭ-150 «Осторожно кабель».

Проход кабелей через стены здания выполнены в ПВХ трубах (гильза) диаметром 50мм ГОСТ 18599-2001 длиной 1м.

Учет электроэнергии выполнен многотарифным счетчиком «Меркурий-230 ART-02 PORSIN» ГОСТ 31818.11-2012, установлены в ШВУ (здания АГРС).

Проектом предусмотрена установка АГП-30 кВт в контейнерном исполнении на фундаментных блоках ФБС 24.5.6-т.

Основные показатели:

- напряжение сети 0,4 кВ;
- категория электроснабжения I;
- протяженность КЛ-0,4 кВ 60 м;
- АГП-30 кВт 0,4 кВ 1шт.

Наружное электроснабжение 0,4кВ (ПГБ)

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технических условий за №18 от 08.09.2016 года, выданные ТОО «Энерго-система» Айтекебийский УЭС;

- задания на проектирование.

Надежность электроснабжения - III категория.

Проектируемая трасса ВЛ-0,22 кВ относится к IV району по гололёду и IV району по ветровым нагрузкам.

Точка подключения – существующая опора №26 воздушной линии ВЛ-0,4 кВ, отходящая от РУ-0,4 кВ ТПЯР-160 кВА 10/0,4 кВ.

Проектом выполнена воздушная линия ВЛ-0,22 кВ и кабельная линия КЛ-0,22 кВ.

Воздушная линия выполнена на железобетонных стойках СВ-95-2 и СВ105 ТУ 5863-005-00113557-94 согласно типовой серии 3.407.1-136. Предусмотрен сталеалюминиевый провод АС -35/6,2 мм² ГОСТ 839-80.

Изоляторы приняты штыревые ТФ-20 ГОСТ 1232-93.

Пролет составляет в среднем 30 м.

Опоры одностоечной и двухстоечной конструкции установлены в пробуренный котлован диаметрами 350-450 мм. Обратная засыпка котлованов произведена песчано-гравийной смесью. Уплотнение грунта производится трамбовкой с толщиной слоя не более 0,2 м. Выполнена гидроизоляция стоек. Выполнено заземление опоры согласно типовой серии 3.407-150.

Проектом предусмотрено повторное заземление нулевого провода ВЛ-0,22 кВ согласно типовой серии 3.407-150. Выполнена гидроизоляция стоек.

От концевой опоры ВЛ-0,22 кВ до вводно-учетного щита (ПГБ) предусмотрен кабель АВБбШв-2х6 мм² по ГОСТ 16442-80.

Кабель проложен в земляной траншее типа Т-1 согласно типовой серии 4.407-251, поверх кабеля в траншее проложена сигнальная лента ЛСЭ-150 «Осторожно кабель».

Проход кабеля через стены здания предусмотрены в ПВХ трубах (гильза) диаметром 50 мм ГОСТ 18599-2001 длиной 1м.

Щит учета и распределения поставляется в комплекте с ПГБ и имеет на вводе однофазный многотарифный счетчик электрической энергии прямого включения.

Основные показатели:

- категория электроснабжения III;
- напряжение сети 0,22 кВ;
- расчетная мощность 4,0 кВт;
- расчетный ток 19,8 А;
- максимальная потеря напряжения 2,6 %;
- коэффициент мощности 0,92;
- протяженность ВЛ-0,22 кВ 167 м;
- протяженность КЛ-0,22 кВ 16 м.

Наружное освещение (АГРС)

Рабочий проект выполнен согласно задания на проектирование.

Питание выполнено от щита ЯУО 9602-3474-У3 кабелем ВБбШв-5х4 мм² ГОСТ 16442-80 до прожекторной мачты ПМС-22,8. Кабель выполнен траншее Т-1 согласно типовой серии 4.407.9-172, поверх кабеля в траншее проложена сигнальная лента ЛСЭ-150 «Осторожно кабель». По прожекторной мачте ПМС-22,8 кабель проложен в стальной трубе.

Прожекторная мачта ПМС-22,8 принята согласно типовой серии 3.407.9-172.

Для управления освещением проектом предусмотрен ящик управления освещением Iн-16А, поставляемый в комплекте с АГРС и обеспечивающий:

- включение и отключение осветительной установки от сигнала фотодатчика при достижении заданного уровня освещенности;

- отключение и включение осветительной установки в заданные периоды времени;

- ручное включение и отключение осветительной установки кнопками, установлены на дверях ящика.

На площадке прожекторной мачты установлены прожектора ГО42-400-02 (4 шт.). Прожекторы комплектуются газоразрядными натриевыми лампами высокого давления SON-T 400W.

При пересечении с проезжей частью и инженерными сетями кабели проложены в асбестоцементных трубах. диаметром 100 мм ГОСТ 1839-80.

Основные показатели:

- расчетная мощность 1,6 кВт;
- коэффициент мощности 0,85;
- протяженность КЛ-0,4кВ 50 м;
- количество светильников ГО42-400-02 4 шт.

Наружное освещение (ПГБ)

Рабочий проект выполнен согласно задания на проектирование.

Питание выполнено от ЩУ-0,4 кВ (ПГБ) кабелем АВБбШв-3х4 мм² ГОСТ 16442-80 до опоры освещения. Кабели выполнены траншее Т-1 согласно типовой серии 4.407-251, поверх кабеля в траншее проложена сигнальная лента ЛСЭ-150 «Осторожно кабель».

Наружное освещение выполнено светильниками РКУ12-125 с лампой ДНаТ-125 на металлических опорах СТВ-8,0-3,0 с кронштейнами КИ-2,0-20.

Опоры установлены на металлических закладных фундаментных блоках типа КМ-3- 20/4К300.

Кабели под опорой проложены в поливинилхлоридных трубах ПВХТ-32 ГОСТ 18599-2001.

В качестве заземлителей служит металлические фундаментные блоки КМ-3-20/4К300.

Основные показатели:

- категория электроснабжения III;
- напряжение сети 380/220 В;
- расчетная мощность 0,25 кВт;
- расчетный ток 1,4 А;
- максимальная потеря напряжения 1,1 %;
- коэффициент мощности 0,92;
- протяженность КЛ-0,4кВ 17 м;
- количество светильников 2 шт.

Электрохимическая защита магистрального газопровода до АГРС

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технических условий за №06-62-2060 от 19.08.2016 года, выданных УМГ г. Актобе АО «Интергаз Центральная Азия»;
- задания на проектирование.

Проектом предусмотрена электрохимическая защита проектируемого магистрального газопровода от подземной коррозии и коррозии блуждающих токов. В объем проектирования ЭХЗ входит участок магистрального газопровода к проектируемой АГРС «Жамбыл» диаметром 108х4,0 мм.

Удельное электрическое сопротивление грунтов по трассе прокладки газопровода колеблется от 22,5 до 32 Ом/м. Изоляция газопровода принята весьма усиленная. Заводское полиэтиленовое экструдированное покрытие толщиной 2,0 мм.

Настоящим разделом предусмотрена электрохимическая защита проектируемого магистрального газопровода от подземной коррозии и коррозии блуждающих токов. Для защиты проектируемого магистрального газопровода общей протяженностью 860 м и футляра 122 м проектом предусмотрена установка низковольтного катодного преобразователя типа УКЗН-К-0,23-С0-УХЛ1-А с устройством автоматическим регулирования защитного потен-циала. Для обеспечения непрерывной работы средств электрохимической защиты катод-ные станции комплектуются двумя автоматическими выпрямителями типа В-ОПЕ-М5-СО-42-24-У2-В-485 и устройством автоматического

включения резервного преобразователя типа АВРП-2Т-У2, обеспечивающим автоматический переход с основного выпрямителя на резервный.

Конструкция УКЗН-А представляет собой металлическую оболочку на транспортных салазках, состоящую из распределительного устройства низкого напряжения (РУНН), включающего панель управления, блоки БКЗ, устройство автоматического включения резервного преобразователя АВРП-2Т-У2.

Учет электрической энергии не предусмотрен, так как выполнен на вводе в АГРС.

Проектируемая станция катодной защиты установлена на железобетонной стеллаже согласно типовой серии 7.402-5.1 с выполнением защитного ограждения размером 5х5 м по серии 7.402-5.1-81. Питание осуществлено от резервной группы предусмотренной технологической частью проекта.

Проектируемое анодное заземление выполнено глубинного типа из ферросилидовых анодных заземлителей типа ФАЗ-ГУ. Расчетная длина рабочего тела заземлителя принята 13,0 м и состоит из двух блоков ФАЗ-ГУ. Количество ГАЗ (глубинных анодных заземлителей) в контуре 2 шт. Расстояние между заземлителями 20,0 м. ГАЗ заглубляются ниже зоны промерзания на отм. -2,0 м.

Количество электродов и глубина рабочего тела в глубинном заземлении определены расчетом.

Анодный заземлитель ферросилидовый глубинный, упакованный с активатором коксо-минеральным, тип ФАЗ-ГУ представляет собой конструкцию комплектно-блочного исполнения, состоящую из 4-х тубусов анодных заземлителей закрепленных на 4-х стальных уголках. Кабели питания марки ВВГ 1х10 мм² ГОСТ 16442-80 от каждого тубуса подведены до верхнего конца блока ГАЗ, где они соединены с кабелем питания марки ВВГ 2х16 мм² ГОСТ 16442-80 и образуют единый электродный блок. Газоотводная перфорированная метало-пластиковая трубка диаметром 16 мм крепится на электродном блоке параллельно с кабелем питания электродного блока. Поставляется в комплектно-блочном исполнении полной заводской готовности.

Напряжение от станции катодной защиты до анодных заземлителей подается по воздушной линии на железобетонных опорах типа СВ 95-2 и СВ-105 ТУ 5863-005-00113557-94 проводом А-35/6,2 ГОСТ 839-80. Соединение воздушной линии с глубинным анодным заземлителем выполнены кабелем марки ВВГ ГОСТ 16442-80 через контактное устройство КУ. Соединительные кабели проложены на глубине 0,8 м.

Для контроля за эффективностью работы средств электрохимзащиты проектом предусмотрена установка контрольно-измерительных пунктов (КИП). Измерение поляризационного потенциала производится с помощью неполяризующегося медно-сульфатного электрода сравнения типа ЭНЕС-1 устанавливаемого в одной плоскости с трубопроводом и на расстоянии 50 мм от его боковой поверхности.

Для контроля состояния изоляции проектируемого магистрального трубопровода до и после засыпки в проекте предусмотрено обследование и диагностика всего трубопровода искровым дефектоскопом на напряжение 20 кВ.

Электрохимзащита площадки АГРС

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технических условий за №06-62-2060 от 19.08.2016 года, выданных УМГ г. Актобе АО «Интергаз Центральная Азия»;
- задания на проектирование.

Выполнена защита подземных сооружений АГРС от почвенной коррозии.

Исходные данные (согласно инженерно-геологических изысканий):

- коррозийная активность к углеродистой стали «высокая», удельное электрическое сопротивление 21 Ом;
- глубина сезонного промерзания 1,8 м;
- грунтовые воды отсутствуют до глубины 3,0 м от спланированной поверхности;
- блуждающих токов нет.

Защищаемыми сооружениями на территории АГРС являются подземные емкости и трубопроводы. Для их пассивной защиты в технологической части проекта предусмотрено усиленное антикоррозионное покрытие и установка изолирующих вставок на входном и выходном газопроводах.

Активная защита подземных сооружений от почвенной коррозии осуществлена путем установки протекторов ПМ-10У и электрода сравнения ЭНЕС с выводом под ковер согласно типовой серии 5.905-32.07. Протекторы к защищаемым сооружениям присоединены при помощи ковера (КУ) кабелем марки ВВГ 1х2,5 мм² ГОСТ 16442-80.

Система линейной телемеханики АГРС

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технических условий за №06-62-2060 от 19.08.2016 года, выданных УМГ г. Актобе АО «Интергаз Центральная Азия»;
- задания на проектирование.

Система автоматизированного управления СЛТМ АГРС осуществлена на базе контроллеров Siematic S7-300 фирмы «Siemens» и поставляется в комплекте с АГРС.

СЛТМ АГРС выполняет измерение и регистрацию контроллером АГРС с выводом информацию на панель управления оператора и передачей на вышестоящий уровень управления УМГ «Актобе» следующих параметров:

- давление газа на входе АГРС;
- температура газа на входе АГРС;
- давление газа после выходного крана;
- температура газа после выходного крана;
- температура газа после подогревателя;
- перепад давления на фильтрах;
- давление теплоносителя в теплообменнике;
- температура теплоносителя;
- значение величины защитного потенциала СЗК;
- значение величины защитного тока СЗК;
- значение величины защитного напряжения;
- количество газа на собственные нужды;
- количество электроэнергии потребляемое АГРС.

СЛТМ АГРС обеспечивает передачу на вышестоящий уровень управления всех параметров с узла коммерческого учета газа АГРС по средствам ЗССС. Коммерческий учет отпускаемого газа выполнен на основе сужающих устройств состоящих из двух замерных линий (100% резерв) и поставляемых вместе с вычислителем расхода газа – контроллер расхода ROC 107 согласно требований УМГ «Актобе». В качестве учета прибора газа на собственные нужды использован счетчик с корректором и передачей данных на СЛТМ АГРС.

Поставляемый комплектно с СЛТМ АГРС контроллер обеспечивает регистрацию с выводом на панель оператора и передачей на вышестоящий уровень управления следующих событий:

- сигнализация «Пожар на АГРС»;
- сигнализация «Закрытие кранов при пожаре и превышении выходного давления»;
- сигнализация «Отклонение давления на входе АГРС»;
- сигнализация «Отклонение давления на выходе АГРС»;
- сигнализация «Отклонение давления на входе АГРС»;
- сигнализация «Отказ нитки редуцирования 1»;
- сигнализация «Отказ нитки редуцирования 2»;
- сигнализация « Высокий перепад давления на фильтре очистки газа»;
- сигнализация « Загазованность помещений АГРС»;
- сигнализация « Загазованность котельной по СО»;
- сигнализация « Превышение верхнего уровня в емкости сбора конденсата»;
- сигнализация « Минимальный уровень в емкости хранения одоранта»;

- сигнализация « Минимальный уровень в расходной емкости одоризатора газа»;
- сигнализация «Отсутствие сетевого напряжения»;
- сигнализация «Отклонение температуры теплоносителя»;
- сигнализация «Отказ насосов системы отопления»;
- сигнализация «Авария подогревателя газа»;
- сигнализация «Газ на водяной котел отсечен»;
- сигнализация «Отказ приборов контроля загазованности»;
- сигнализация «Отказ автоматики одоризации»;
- сигнализация «Проникновение в помещения и на территорию АГРС»;
- сигнализация «Отказ котлов».

СЛТМ АГРС обеспечивает управление следующими исполнительными механизмами с панели оператора и с верхнего уровня управления (ЛПУ МГ):

- охранными кранами линейной части;
- входным краном;
- выходным краном;
- краном сброса на свечу;
- краном до подогревателя газа (ПГ);
- краном после ПГ;
- краном байпаса ПГ;
- краном сброса конденсата;
- краном-отсекателем подачи газа на котлы.

Работа АГРС в автоматическом режиме обеспечивает следующие режимы работы:

- автоматическое закрытие входного и выходного кранов при превышении давления на выходе АГРС на 15% от рабочего давления;
- автоматическое закрытие входного, выходного и открытие крана сброса на свечу при сигнале «Пожар» в помещениях АГРС;
- включение принудительной вытяжной вентиляции и принудительной светозвуковой сигнализации при загазованности в помещениях АГРС;
- аварийное перекрытие подачи газа на подогреватель при прорыве трубного пучка в теплообменнике и открытие крана «Байпас ПГ»;
- автоматическое включение резервного насоса системы подогрева газа и отопления при аварии основного;
- автоматическое отключение подачи газа на котлы при загазованности котельной метаном или угарным газом;
- автоматический переход системы электроснабжения АГРС на работу от аккумуляторных батарей при пропадании внешнего электроснабжения;
- автоматическое отключение и блокировка включения принудительной вытяжной вентиляции при сигнале «Пожар» в помещениях АГРС.

Основная технологическая связь предусмотрена на базе цифрового радиорелейного оборудования (ЦРРЛ) для обмена данными между САУ АГРС, СЛТМ с АРМ диспетчера ОРС «АГРС Комсомол».

Для резервирования основного канала связи на проектируемой АГРС проектом предусмотрена установка земной спутниковой связи (ЗССС) с антенной D-1,8 м по технологии iDirect в составе: iDirect терминал; приемопередатчик (ODU); 1-портовая голосовая карта для iDirect терминала DE-311; 1-портовый асинхронный преобразователь интерфейса RS-232/422/485 в Ethernet; подставка под антенну D-1,8м; кабель ПЧ. Подключение произвести к вводно-учетному шкафу АГРС.

Надежность электроснабжения АГРС по заданной категории (I согласно ПУЭ) обеспечивается за счет автоматического перехода всего технологического оборудования на питание от аккумуляторных батарей при исчезновении внешнего электроснабжения и обеспечивает работу оборудования в течении не менее 48 часов. В комплектацию АГРС входит газопоршневая электростанция (Sн-30кВт) для аварийного электроснабжения АГРС и подзарядки аккумуляторных батарей на случай более длительного исчезновения

внешнего электроснабжения. Для учета расхода газа проектом предусмотрена интеграция расходомерного оборудования АГРС с существующей в УМГ «Актобе» системой Scada АГРС.

Земная спутниковая станция связи (ЗССС)

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технических условий за №06-62-2060 от 19.08.2016 года, выданных УМГ г. Актобе АО «Интергаз Центральная Азия»;
- задания на проектирование.

Для резервирования основного технологического канала связи предусмотрено на основе цифрового радиорелейного оборудования и передачи данных, на проектируемой АГРС «Жамбыл» проектом предусматривается установка земной спутниковой связи (ЗССС) с антенной D-1,8м по технологии iDirect в составе: iDirect терминал; приемопередатчик (ODU); 1-портовая голосовая карта для iDirect терминала DE-311; 1-портовый асинхронный преобразователь интерфейса RS-232/422/485 в Ethernet; подставка под антенну D-1,8м; кабель ПЧ.

Линейно-диспетчерской радиосвязь (на основе транкинговой системы связи)

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технических условий за №06-62-2060 от 19.08.2016 года, выданных УМГ г. Актобе АО «Интергаз Центральная Азия»;
- задания на проектирование.

Для обеспечения обслуживающего персонала линейно-диспетчерской радиосвязью проектом предусмотрено устройство УКВ радиосвязи в конвенциальном режиме в диапазоне частот 403-433 МГц на оборудовании фирмы Motorola с цифровой обработкой сигнала DSP. Также в проекте предусмотрены две носимые радиостанции Motorola GP340 FM (403-433 МГц). Для организации радиоканала на площадке АГРС «Жамбыл» проектом предусмотрена установка стальной прожекторной мачты ПМС-22,8 (высота площадки обслуживания 22,8 м) оборудованную молниеотводом, огражденной площадкой обслуживания и лестницей. Прожекторная мачта приняты по действующей типовой серии 3.407.9-172. На площадке обслуживания проектом предусмотрена установка направленной антенны ВС-200L диапазона 370-430 МГц с коэффициентом усиления 10Дб. Прокладку кабеля на площадке АГРС выполнить по проектируемой кабельной эстакаде.

В блоке КИПиА предусмотрена установка стационарной радиостанции Motorola GM-660 в комплекте с блоком питания BPS-1223.

Система технологической связи

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технических условий за №06-62-2060 от 19.08.2016 года, выданных УМГ г. Актобе АО «Интергаз Центральная Азия»;
- задания на проектирование.

Для обеспечения обслуживающего персонала линейно-диспетчерской радиосвязью проектом предусмотрено устройство УКВ радиосвязи в конвенциальном режиме в диапазоне частот 403-433 МГц на оборудовании с цифровой обработкой сигнала DSP. Также в проекте предусмотрены две носимые радиостанции Motorola GP340 FM (403-433 МГц). Для организации радиоканала на площадке АГРС «Жамбыл» проектом предусматривается установка железобетонной прожекторной мачты ПМЖ-22.8 (высота площадки обслуживания 22,8 м) оборудованную молниеотводом, огражденной площадкой обслуживания и лестницей. Прожекторная мачта приняты по действующей типовой серии 3.407.9-172. На площадке обслуживания проектом предусмотрена установка направленной антенны ВС-200L диапазона 370-430 МГц с коэффициентом усиления 10Дб. Прокладку кабеля на площадке АГРС выполнено по проектируемой кабельной эстакаде.

В блоке оператора предусмотрена установка стационарной радиостанции Motorola GM-660 в комплекте с блоком питания BPS-1223.

Охранная сигнализация

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технических условий за №06-62-2060 от 19.08.2016 года, выданных УМГ г. Актобе АО «Интергаз Центральная Азия»;

- задания на проектирование.

Для обнаружения места и момента проникновения на территорию площадки АГРС и непосредственно в технологические блоки проектом предусмотрено устройство охранной сигнализации. Для этого в помещении оператора предусмотрена установка охранного приемно-контрольного прибора «Корунд-20СИ». Данный прибор выполнен во взрывозащищенном исполнении и поставляется в комплекте с АГРС.

Для защиты объекта от несанкционированного доступа проектом предусмотрена установка по периметру площадки АГРС четырех двухкомпонентных микроволновых детекторов малого радиуса действия типа «Барьер-50В», состоящих из передатчика (ПРДВ), приемника (ПРМВ), распределительной коробки КРВ. Данные извещатели выполнены во взрывозащищенном исполнении и допускают установку во взрывоопасных зонах. Для избежания мертвых зон в охраняемом периметре, датчики установлены, чтобы концы диаграмм направленности перекрещивались на расстоянии 1,0м.

Для защиты от несанкционированного доступа в технологические блоки АГРС проектом предусмотрена установка на дверных блоках концевых выключателей. Данные выключатели поставляются в комплекте поставки АГРС.

Основное питание приемно-контрольного прибора 220 В 50 Гц предусмотрено от вводно-учетного щита АГРС. По надежности электроснабжения охранно-пожарные системы АГРС относятся к I категория согласно ПУЭ. Обеспечение бесперебойного питания осуществляется за счет автоматического перехода на питание от аккумуляторных батарей (в комплекте с АГРС) при исчезновении внешнего электроснабжения с сохранением их функций - не менее 24 часов, до включения резервного источника питания. В качестве резервного источника питания в комплектацию АГРС входит газопоршневая электростанция (Sн-20кВт) для аварийного электроснабжения АГРС и подзарядки аккумуляторных батарей на случай более длительного исчезновения внешнего электроснабжения.

Оповещение о проникновении выполнена с помощью светозвукового оповещателя, установленного в помещении оператора.

Система видеонаблюдения

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технических условий за №06-62-2060 от 19.08.2016 года, выданных УМГ г. Актобе АО «Интергаз Центральная Азия»;

- задания на проектирование.

В проекте объектом защиты является площадка АГРС и прилегающая территория огражденная металлическим забором. На территорию имеется проезд ведущий от дороги с проезжей части. Передвижение транспорта контролируется пропускным способом через въездные ворота на территорию, с ведением видео фиксации транспортных средств. Сооружения размещены в непосредственной близости друг от друга. Конструкции, строения и зеленые насаждения, затрудняющие обзор территории отсутствуют. Условия наружной установки предполагают использование термо защищенного оборудования. Оборудование записи и отображения видеоинформации установлена в месте круглосуточного пребывания обслуживающего персонала (ПЭБ).

Система видеонаблюдения включает в себя 4 видеокамеры наружней установки в термокожухах и одна камера внутренней установки предусмотренная в блоке оператора. Передача сигнала на пост централизованного наблюдения, расположенного в блоке оператора осуществляется по FTP и UTP кабелю (витая пара). Электропитание видеокамер осуществлена от сетевого источника питания по кабелю ШВВП 2х0,75 мм². Обработка и запись видеосигнала осуществлена одним видеорегистратором. На

видеорегистратор приходит сигнал от 5 видеокамер через неуправляемый коммутатор D-Link Switch DGS-1008D/I2.

Мониторинг осуществлено при помощи 21 дюймового монитора установленного в помещении обслуживающего персонала. Информация с видео регистратора установленного в блоке оператора передается на верхний уровень ДП УМГ Актобе.

Питание видеорегистратора и коммутатора предусмотрена от сетевого источника питания со встроенными аккумуляторными батареями (12В) имеющего возможность автоматического перехода системы на работу от аккумуляторных батарей при пропадании внешнего электроснабжения.

Система видеонаблюдения предназначена:

- для визуального наблюдения посредством цветных видеокамер за происходящими событиями, действиями персонала;
- для протоколирования и архивирования видеоинформации.

Система видеонаблюдения обеспечивает:

- круглосуточную запись со всех или выбранных видеокамер (в том числе по детектору движения);
- возможность просмотра видео архива без прерывания видеозаписи;
- возможность просмотра на экране монитора мультикартинки либо одной выбранной видеокамеры в режиме полного экрана.

Заземление АГРС

Общий контур заземления выполнены вертикальными электродами из круглой стали 16 мм ГОСТ 2590-2006, которые забиваются в грунт на глубину 3м и соединены полосовой сталью 40х4 мм ГОСТ 103-2006 на сварке. Полосовая сталь уложена на глубину 0,7м от планировочной отметки земли.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током все технологические аппараты, трубопроводы и емкости присоединены к заземляющему контуру полосовой сталью 40х4 мм ГОСТ 103-2006 не менее чем в двух точках. Заземление всех технологических установок и трубопроводов обеспечивает также защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества. На всех протяженных параллельно проложенных трубопроводах, при их сближении менее, чем на 100 мм выполнены металлические перемычки.

Сопротивление контура заземления не должно превышать 4 Ом.

Молниезащита.

Согласно СН РК 2.04-29-2005 технологические и вспомогательные установки со взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой по 2-й категории тип Б. Молниезащита площадки АГРС осуществляется путем установки на площадке стальной прожекторной мачты типа ПМС-22,8 с молниеприемником по серии 3.407.9-172, а также путем присоединения оборудования к соответствующему контуру заземления. Прожекторная мачта принята по действующей типовой серии 3.407.9-172.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

В целях обеспечения максимальных условий безопасности обслуживающего персонала и снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие мероприятия:

- полная герметизация процесса транспорта газа до потребителей;
- соблюдение безопасных допустимых расстояний между сооружениями;
- проверка на герметичность после монтажа;
- первичные средства тушения пожара.

Для защиты от коррозии надземный газопровод покрывается двумя слоями грунтовки, двумя слоями желтой краски, предназначенной для наружных работ.

В виду высоких температур, связанных со сваркой или резкой горячего металла, необходимо строгое соблюдение противопожарных мер, где бы эти операции не выпол-

нялись. Не следует применять взрывчатые или возгорающиеся материалы. Необходимо иметь под рукой огнетушитель, готовый к немедленному использованию на случай пожара. План пневматических испытаний включает следующее:

- испытательная среда;
- минимальное и максимальное давление испытания;
- отключения других линий или оборудования от испытываемых;
- используемое испытательное оборудования и т. д.;
- протяженности трубопровода, подлежащего испытанию.

Обеспечение здоровых и безопасных условий труда персонала, предупреждение аварийных ситуаций и защита работающих и населения, обеспечение постоянного контроля и предотвращение загрязнения окружающей природной среды, производится службой охраны труда, а также специальными службами газовой безопасности и органами, контролирующими охрану окружающей природной среды.

Рабочий проект согласован ГУ «Управление энергетики и ЖКХ Актюбинской области» №04-13/3150 от 12.10.2016 года.

6.4 Охрана окружающей среды

Основная цель – оценка влияния строительства на окружающую среду, то есть обоснование предельно-допустимых норм воздействия на окружающую среду, гарантирующие экологическую безопасность населения и рациональное использование природных ресурсов.

Проект строительства можно считать экологически безопасными, так как он удовлетворяет следующим условиям:

- исключена угроза для здоровья человека при прямом, косвенном и других видах воздействия в период строительства и эксплуатации;
- предупреждена возможность необратимых изменений или кризисных явлений в окружающей бреде;
- исключены катастрофические последствия в случае технического отказа каких-либо элементов сооружения.

При этом обязательным условием является безусловное выполнение всего комплекса природоохранных мероприятий, предусмотренных настоящим проектом.

В период строительства основные задачи контроля сводятся к следующему:

- запрещения производства работ, прямо или косвенно воздействующие на окружающую среду;
- запрещение применения токсичных или опасных для окружающей среды материалов и конструкций без согласования со службами СЭС и экологии;
- на участках строительства должен соблюдаться контроль за сохранностью ландшафта.

Для охраны почвы от загрязнения строительными отходами, предусматривается сбор и вывоз их с территории установки. Материалы, подлежащие вывозу, не являются токсичными.

Анализ результата расчетов показывает, что во время строительства, при регламентном режиме работы предприятия и одновременно работающих источников выбросов экологические характеристики атмосферного воздуха в районе расположения участка строительства по всем загрязняющим ингредиентам находятся в пределах нормативных величин.

Оценка воздействия на окружающую среду процессов строительства показывает, что при соблюдении всех предусмотренных настоящим проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред окружающей среде нанесен не будет.

Раздел «Охрана окружающей среды» рабочего проекта согласован с ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Актюбинской области» (заключение государственной экологической экспертизы на рабочий проект № eco/D24-0478/16/5 от 21.12.2016 года).

6.5 Организация строительства

Проектом определены объемы основных строительно-монтажных работ: потребность в основных строительных материалах, механизмах и транспортных средствах, трудоемкость и сроки строительства. Срок продолжительности строительства определен согласно СНиП РК 1.04.03-2008 составляет 6 месяцев, в том числе 0,5 месяцев на подготовительный период. Начало строительства - 1 квартал 2017 года согласно письма №04-15/2395 от 05.08.2016 года.

6.6 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Государственным нормативом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 03 июля 2015 года №235-нқ, на основании государственных сметных нормативов и принятых проектных решений.

Постэкспертная сметная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком и является основанием для определения лимита средств, при реализации проектов за счет государственных инвестиций в строительство в соответствии с пунктом 17 Государственного норматива по определению сметной стоимости в Республике Казахстан.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 5.5.2.1) по выпуску сметной документации в текущих ценах 4 квартала 2016 года.

При составлении смет использованы:

- сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015;
- сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы ЭСН РК 8.04-02-2015;
- сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на ремонтно-строительные работы ЭСН РК 8.05-01-2015;
- сборники сметных цен в текущем уровне 2016 года на строительные материалы, изделия и конструкции ССЦ РК 8.04-08-2015;
- сборник сметных цен в текущем уровне 2016 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов СЦЭМ РК 8.04-11-2015;
- сборник тарифных ставок в строительстве 2016 года СТС РК 8.04-07-2015;
- сборник сметных цен в текущем уровне 2016 года на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2015;
- сборник сметных цен в текущем уровне на инженерное оборудование объектов строительства ССЦ РК 8.04-09-2015.

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

- накладные расходы, определённые в соответствии с Государственным нормативом по определению величины накладных расходов в строительстве (приложение 2 к приказу от 3 июля 2015 года №235-нқ);
- сметная прибыль в размере 8% от суммы прямых затрат и накладных расходов (п.79, приложение 1 к приказу от 3 июля 2015 года №235-нқ);
- резерв средств заказчика на непредвиденные работы и затраты в размере 2% от общей суммы средств по позициям 1-7 сводного сметного расчета (п.91, приложение 1 к приказу от 3 июля 2015 года №235-нқ);
- затраты на строительство временных зданий и сооружений (НДЗ РК 8.04-05-2015);
- дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время (НДЗ РК 8.04-06-2015).

Сметная стоимость строительства определена в ценах 2017 года с учетом норм задела объема инвестиций и прогнозного уровня инфляции по годам строительства, согласно прогноза социально-экономического развития Республики Казахстан на 2016-2020 годы, одобренного на заседании Правительства Республики Казахстан (протокол №47 от 17.11.2015г.).

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

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка принятых проектных решений

В соответствии с Правилами определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам, утвержденных приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан №165 от 28 февраля 2015 года, разработчиком проекта установлен технически сложный I (повышенный) уровень ответственности.

Рабочий проект разработан в соответствии с заданием на проектирование и требованиями нормативных документов.

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

7.2 Изменения и дополнения, внесенные в рабочий проект в процессе проведения экспертизы:

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям филиала по Актюбинской области РГП «Госэкспертиза» в рабочий проект заказчиком и генеральным проектировщиком были внесены следующие изменения и дополнения:

Генеральный план

1. Основные надписи в графе 1 обозначение документа раздела проекта приведены в соответствие с их наименованием на чертеже согласно приложению Д (обязательное) ГОСТ 21.101-97.

2. На разбивочном плане указана абсолютная отметка, соответствующих условной нулевой отметке, принятой в рабочих чертежах верха площадки проектируемой ПГБ согласно пункта 5,6 ГОСТ 21.508-93.

Технологические решения

МГ (Р=5,35МПа)

3.Предоставлены расчеты расхода газа потребителей согласно СП РК 4.03-101-2013 и исходных данных, гидравлический расчет на магистральный газопровод.

4. Выполнены все требования технических условий и согласован рабочий проект с АО «Интергаз Центральная Азия».

5. На планах обозначение магистрального газопровода исправлено на МГ.

6. Доработаны продольные профили с указанием линейки со шкалой, отметки глубины траншеи и земли.

7. Переход через автомобильную дорогу выполнен отдельным чертежом.

8. Для футляров при переходе через автодороги применены трубы стальные электросварные по ГОСТ 10704-91 вместо бесшовных труб ГОСТ 8734-75.

9. Добавлены спейсеры между футляром и газопроводом, и герметизирующие манжеты на концах защитного кожуха.

10. Добавлены испытания газопровода на прочность и плотность.

11. Согласно СНиП РК 3.05-01-2010 исключены сигнальная лента и алюминиевый провод вдоль магистрального газопровода.

12. Изоляция стыков предусмотрена с помощью манжет.

13. Добавлены мероприятия по технической рекультивации земель.

14. Откорректирована спецификация материалов.

Газопровод высокого давления II-категории (Р=0,6 МПа)

15. Принятый диаметр проектируемого газопровода обоснован согласно выполненного гидравлического расчета.

16. Переход через естественные преграды выполнен отдельным чертежом.

17. Полиэтиленовые трубы приняты согласно СТ РК ИСО 4437-2004 (ГОСТ Р 50838-2011), полиэтиленовые трубы для подземного газопровода высокого давления II-категории Р=0,6 МПа приняты марки SDR-11 вместо SDR-9.

18. Исправлены и учтены % контроля качества сварных стыков полиэтиленового газопровода, согласно МСН 4.03-01-2003.

19. Добавлены мероприятия по технической рекультивации земель.

20. Доработаны недостающие части раздела ТХ АГРС: разрезы блоков на территории АГРС, чертежи марки ТЛМ (телемеханика), СВН (система видеонаблюдения), ОС (охранная сигнализация), СС (система связи), ПД (подъездная дорога), ТС(Теплоснабжение), НВК (канализация).

21. Представлено письмо-согласование рабочего проекта, выданное УМГ «Актобе» АО «Интергаз Центральная Азия» и АО «Интергаз Центральная Азия».

22. ПГБ согласован со службой учета и режима газоснабжения АПФ АО «КазТранс-Газ Аймак».

Электротехнические решения

Раздел ЭС (АГРС)

23. Лист №1. 30/05-16-С12-ЭС. В таблице «Ведомость ссылочных и прилагаемых документов» предоставлена типовая серия по заземлению опор 0,4-35 кВ.

24. Лист №1. 30/05-16-С12-ЭС. В таблице «Основные технические показатели» предоставлены параметры Ру, Рр, Iр.

25. Лист №1. 30/05-16-С12-ЭС. В таблице «Основные технические показатели» откорректирован район по ветру - IV.

26. Лист №2-5. 30/05-16-С12-ЭС. Железобетонные стойки СВ110-3,5 заменены на СВ105.

27. Лист №1. 30/05-16-С12-ОЛ1. Исключен опросный лист согласно тех. условий №297/423т от 02.09.2016г., выданные ТОО «Энергосистема».

28. Предоставлена схема силовая и управления, материалы на реконструкцию ячейки №18, согласно п.9(1) тех. условий №297/423т от 02.09.2016г., выданные ТОО «Энергосистема».

29. Лист №1. 30/05-16-С12-ОЛ. Заменен прибор учета электроэнергии «Меркурий-230» на «Альфа А1800», согласно п.10(1) тех. условий №297/423т от 02.09.2016г., выданные ТОО «Энергосистема».

Раздел ЭН (АГРС)

30. Лист №1. 30/05-16-С12-ЭН. Откорректирована подключения наружного освещения.

Раздел СС, ВН

31. Предоставлены разделы с согласованием, согласно тех. условиям №06-62-2060 от 19.08.2016г., выданных АО «Интергаз Центральная Азия».

Раздел ЭС (ПГБ)

32. Предоставлены заземление КТПН, ГРП и молниезащита.

33. Лист №1. 30/05-16-С12-ЭС. Опоры освещения заменены на заводского исполнения.

34. Лист №1. 30/05-16-С12-ЭС. В таблице «Ведомость ссылочных и прилагаемых документов» добавлена типовая серия по заземлению опор 0,4-35 кВ.

Раздел ЭХЗ

35. Предоставлены согласования согласно технических условий №06-62-2060 от 19.08.2016 года, выданные АО «Интергаз Центральная Азия».

ПОС

36. Представлен ПОС согласно СН РК 1.03-00-2011 «Организация строительного производства»

37. Представлен полный расчет на продолжительности строительства согласно СНиП 1.04.03-2008.

38. Представлен календарный план строительства согласно письма №04-15/2395 от 05.08.2016 года о начале строительства в 2017 году, выданное ГУ «Управление энергетики и ЖКХ Актюбинской области».

Сметная документация

39. Стоимость оборудования, изделий и материалов, отсутствующих в действующей нормативной базе и принятые по прайс-листам, обоснована и согласована заказчиком в соответствии СН РК 1.02-03-2011(протокол согласования стоимости оборудования и материалов 78-позиций, утвержденный заказчиком).

40. Откорректировано согласно замечаниям технической части проекта.

41. Представлен полный перечень прайс-листов, утвержденный заказчиком.

42. Откорректирована сметная документация с обновлением на четвертый квартал 2016 года (дополнение 2).

43. Объем работ по установке АГРС откорректирован согласно спецификации проекта.

44. Объем работ по установке ПГБ откорректирован согласно спецификации проекта.

45. Объемы и стоимость трубопроводов надземного газопровода откорректирован согласно спецификации проекта.

46. Объемы и стоимость трубопроводов подземного газопровода откорректированы согласно спецификации проекта.

47. Откорректированы объемы работ по наружному электроснабжения согласно спецификации проекта.

48. Откорректированы объемы работ по благоустройству согласно проекта.

49. Откорректирована сметная документация согласно календарному плану строительства.

50. Откорректированы затраты на временное здания и сооружения согласно НДЗ РК 8.04-05-2015.

51. Откорректированы затраты на производство работ в зимнее время согласно НДЗ РК 8.04-06-2015.

52. Включены затраты по транспортировке по определению величины транспортных расходов при перевозке грузов для строительства согласно Государственного норматива по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденного приказом Председателя Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами МНЭ РК от 03.07.2016 года №235-нқ.

53. Откорректирована стоимость ПИР согласно расчета.

54. Откорректирована стоимость экспертизы согласно расчета.

В результате внесенных изменений и дополнений сформированы следующие технико-экономические показатели по рабочему проекту:

Таблица №3

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Примечание (+увеличен, -уменьшен)
			заявленные до экспертизы	рекомендуемые к утверждению	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1.	Потребляемый расход газа м^3/час, в т.ч. на с.Талдысай, с.Ушкатты с.Жамбыл	м^3/час м^3/год	3 484,8 2 061,0 531,8 892,0	3 484,8 2 061,0 531,8 892,0	- - - -

1	2	3	4	5	6
2.	Магистральный газопровод - отвод	м	860,0	860,0	-
3.	Газопровод высокого давления	м	24 776,5	24 776,5	-
4.	АГРС-5000	шт.	1	1	-
5.	ПГБ-13-2НВ-У1	шт.	1	1	-
	Общая сметная стоимость строительства в прогнозных ценах 2017 г, в том числе: СМР оборудование прочие затраты	млн. тенге	998,944 634,774 210,552 153,617	731,049 355,788 255,144 120,115	- 267,895 - 278,986 + 44,592 - 33,502
	Продолжительность строительства	мес.	6	6	-

В результате экспертизы рабочего проекта с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в прогнозных ценах принята в сумме – 731,049 млн.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 998,944 млн.тенге, общее снижение сметной стоимости по объекту составило в сумме – 267,895 млн. тенге.

Снижение сметной стоимости строительства вызвано корректировкой диаметра газопровода с 280 мм на 160 мм.

8. ВЫВОДЫ:

1. С учетом внесенных изменений и дополнений, рабочий проект «Строительство подводящего газопровода к с. Жамбыл Айтекебийского района Актюбинской области» соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

- расход газа - 3 484,8 м^3/час;
- протяженность магистрального газопровода - 860,0 м.;
- протяженность подводящего газопровода - 24 776,5 м;
- АГРС-5000 - 1 шт.;
- ПГБ-13-2НВ-У1 - 1 шт.;
- общая сметная стоимость строительства в прогнозных ценах 2017 года, - 731,049 млн.тенге;
  - в том числе: СМР - 355,788 млн.тенге;
  - оборудование - 255,144 млн.тенге;
  - прочие затраты - 120,115 млн.тенге;
- продолжительность строительства - 6 месяцев.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области» в соответствии с договором № 061240003738/160085/00 от 27.10.2016 года.

3. При представлении на утверждение и выдаче на производство работ проект (рабочий проект) подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспертизы.

4. До начала производства работ проект (рабочий проект) подлежит представлению для утверждения в установленном порядке не позднее 15 календарных дней со дня выдачи экспертизы.

5. При строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР:

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Ақтөбе облысы Әйтеке би ауданының Жамбыл ауылына жеткізуші газ құбырын салу» жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілер мен мемлекеттік нормативтер талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіпте келесі негізгі техникалық - экономикалық көрсеткіштерімен бекітуге ұсынылады:

- газдың шығыны	- 3 484,8 м^3/сағат;
- магистралды газ құбырының ұзындығы	- 860,0 м.;
- жеткізуші газ құбырының ұзындығы	- 24 776,5 м;
- АГРС-5000	- 1 дана;
- ПГБ-13-2НВ-У1	- 1 дана;
- 2017 жылғы болжамды бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны	- 731,049 млн.теңге;
оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары	- 355,788 млн.теңге;
жабдықтар	- 255,144 млн.теңге;
өзге шығындар	- 120,115 млн.теңге;
- құрылыс ұзақтығы	- 6 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы тапсырысшының бекітілген жобалау үшін берілген бастапқы материалдарын (мәліметтер) есепке ала отырып, 27.10.2016 жылғы № 061240003738/160085/00 келісім шарт шарттарына сәйкес «Ақтөбе облысының энергетика және тұрғын-үй коммуналдық шаруашылығы басқармасы» ММ кепілдігімен орындалды.

3. Жоба (жұмыс жобасы) бекітілуге ұсынылғанда және өндіріс жұмысына берілген кезде оның сараптаманың осы қорытындысымен сәйкестілігі тексерілуі тиіс.

4. Жоба (жұмыс жобасы) өндіріс жұмысы басталғанға дейін белгіленген тәртіп бойынша қорытынды берілген күннен бастап, күнтізбелік 15 күн мерзімі аралығында бекітуге ұсынылуы тиіс.

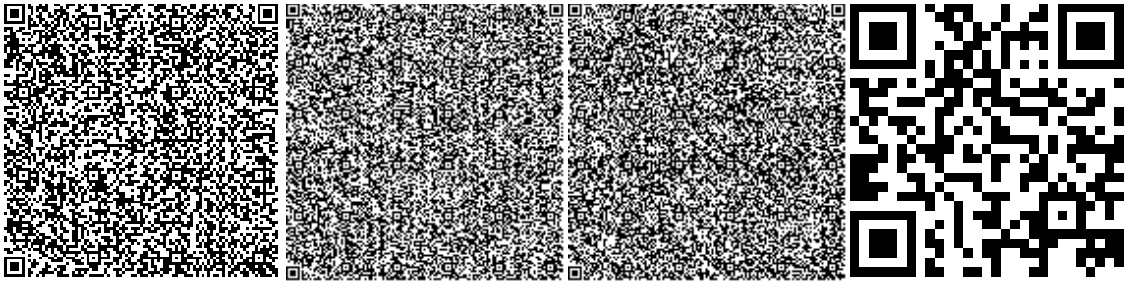
5. Тапсырыс беруші құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдарын және конструкцияларын барынша пайдалансын.

Калмагамбетова Г.М.

Ведущий специалист

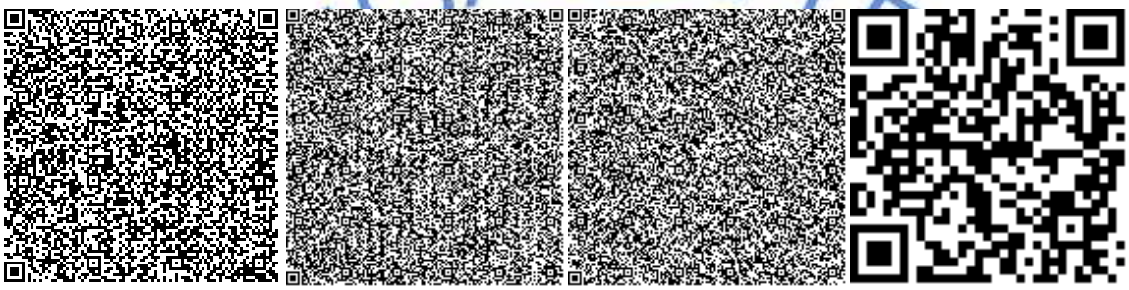
Кукиев А.М.

Эксперт



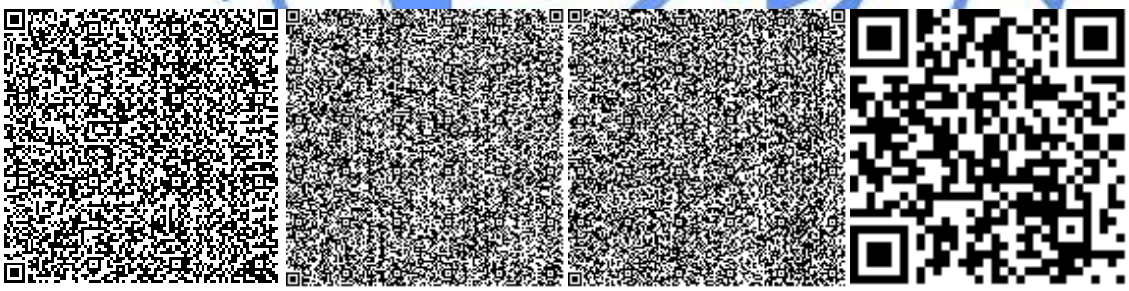
Башигулов Р.Г.

Эксперт



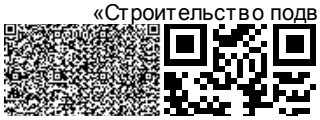
Сагинтаева Ж.К.

Главный специалист



Тлегенов Ш.Т.

Эксперт



Биртай Б.Б.

Эксперт

Табылдин Т.Ж.

Начальник производственного отдела

Куздибаева С.Р.

Эксперт

Кандыгулов К.К.

Заместитель директора