ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ ӨҢІРАРАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРЫНЫНЫҢ ("МЕМСАРАПТАМА" РМК) ОҢТҮСТІК ҚАЗАҚСТАН ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ "ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ" (РГП "ГОСЭКСПЕРТИЗА") АГЕНТСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА ПО ЮЖНО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ

ҚОРЫТЫНДЫ

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ "ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРЫНЫНЫҢ ("МЕМСАРАПТАМА" РМК) ОҢТҮСТІК ҚАЗАҚСТАН ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ "ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ ("ГВЭП "ГОСЭКСПЕРТИЗА") АГЕНТСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА ПО ЮЖНО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ

БЕКІТЕМІН :

«Мемсараптама» РМК-ның
Оңтүстік Қазақстан облысы
бойынша филиалының
Директоры
Ж.С. Мыктыбаев

«Бейнеу-Шымкент» магистралды газөткізгішінің 1420 шқ. Түлкібас ауданында салынатын №20 «Жаңақоғам» АГТС және АГТС құрылысынан ОҚО Сайрам ауданындағы Қарабұлақ елді мекені арқылы Сайрам ауданы Көмешбұлақ елді мекеніне дейінгі жеткізуші газөткізгіш құрылысы»
жұмыс жобасы бойынша

2013 жылғы 10 желтоқсандағы №19-1260/13

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«ОҚО энергетика және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық басқармасы» ММ

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Казахский институт транспорта нефти и газа» ЖШС

Шымкент қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Бейнеу-Шымкент» магистралды газөткізгішінің 1420 шқ. Түлкібас ауданында салынатын №20 «Жаңақоғам» АГТС және АГТС құрылысынан ОҚО Сайрам ауданындағы Қарабұлақ елді мекені арқылы Сайрам ауданы Көмешбұлақ елді мекеніне дейінгі жеткізуші газөткізгіш құрылысы» жұмыс жобасы бойынша осы сараптау қорытындысы «Мемсараптама» РМК-ның Оңтүстік Қазақстан облысы бойынша филиалымен берілді.

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

Орын. Р. Байменова

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРЫНЫНЫҢ ("МЕМСАРАПТАМА" РМК) ОҢТҮСТІК ҚАЗАҚСТАН ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ "ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ (РГП "ГОСЭКСПЕРТИЗА") АГЕНТСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА ПО ЮЖНО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ

УТВЕРЖДАЮ:

Директор филиала РГП
«Госэкспертиза» по
Южно-Казахстанской области

_____Ж.С. Мыктыбаев

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 19-1260/13 от 10 декабря 2013 года

по рабочему проекту

«Строительство АГРС №20 «Жанакогам» Тюлькубасского района на 1420 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Карабулак Сайрамского района до населенного пункта Комешбулак Сайрамского района»

ЗАКАЗЧИК :
ГУ «Управлением энергетики и жилищно-коммунального хозяйства ЮКО»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Казахский институт транспорта нефти и газа»

г.Шымкент

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение на рабочий проект **«Строительство АГРС №20 «Жанакогам» Тюлькубасского района на 1420 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Карабулак Сайрамского района до населенного пункта Комешбулак Сайрамского района»** выдано филиалом РГП «Госэкспертиза» по ЮКО

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

Исп. Р. Байменова

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

1. НАИМЕНОВАНИЕ рабочий проект **«Строительство АГРС №20 «Жанакогам» Тюлькубасского района на 1420 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Карабулак Сайрамского района до населенного пункта Комешбулак Сайрамского района».**

Настоящее заключение выполнено согласно договору № 19/1499 от 22.11.2013 года на экспертизу рабочего проекта между филиалом РГП «Госэкспертиза» по ЮКО и ТОО «Казахский институт транспорта нефти и газа» на основании письма заказчика № 188 от 09.09.2013 года.

2. ЗАКАЗЧИК: «Управлением энергетики и жилищно-коммунального хозяйства ЮКО»

3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Казахский институт транспорта нефти и газа» Государственная лицензия ГСЛ №000337 от 26.04.1995 года. Приложение к лицензии Агентства РК по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства от 16.07.2012 года. Категория I.

ГИП Дифу Р.Б. Приказ о назначении ГИП за №13-П от 18.04.2013 года.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

- техническое задание на проектирование, утвержденное заместителем начальника управления энергетики и жилищно-коммунального хозяйства ЮКО от 2013 года (без даты);
- архитектурно-планировочное задание за №188 от 11.10.2013 года, выданное отделом архитектуры и градостроительства Сайрамского рейона ЮКО;
- постановление акимата Сайрамского рейона ЮКО за №2321 от 13.12.2013 года о разрешении на выделенном земельном участке проведения проектно изыскательских работ;
- акт выбора и согласования земельного участка для проектирования и строительства объекта за №435 от 13.12.2013 года;
- отчет по комплексным инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ТОО «Казахский институт транспорта нефти и газа» в 2013 году;
- топографическая съемка в масштабе 1:500, выполненная ТОО «Казахский институт транспорта нефти и газа в 2013 году;
- утвержденный перечень потребителей с учетом перспективного развития, выданный начальником ЖКХ, ПТ и АД Сайрамского района ;
- письмо управления энергетики и жилищно-коммунального хозяйства ЮКО №176 от 29.08.2013 года о том, что финансирование строительства АГРС №20 «Жанакогам» Тюлькубасского района на 1420 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Карабулак Сайрамского района до населенного пункта Комешбулак Сайрамского района предусмотрено постанавлением акимата ЮКО №109 от 23.05.2013 года в 2014 году;
- письмо управления энергетики и жилищно-коммунального хозяйства ЮКО №02-2949 от 17.10.2013 года о том, что в ТЭО «Строительство магистрального газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент» учтены участок проектируемой АГРС, расходы газа по населенным пунктам, в связи с чем разработка ТЭО на строительство АГРС №20 «Жанакогам» Тюлькубасского района на 1420 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Карабулак Сайрамского района до населенного пункта Комешбулак Сайрамского района

Технические условия:

- № BSGP/LE/EN/13-0545 от 06.05.2013 года на подключение газопровода - отвода АГРС «Жанакогам», выданные ТОО «Beiney Shymkent».

- № 3822ж от 10.07.2013 года на проектирование АГРС №20, выданные АО «КазТрансГазАймак»;

- № BSGP/LE/EN/13-1009 от 19.08.2013 года на пересечение газопровода -отвода на АГРС «Жанакогам» с МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент» и ВОЛС «Бейнеу-Бозой-Шымкент», выданные ТОО «Beineу Shymkent»;

- №2054 от 22.07.13 на пересечение проектируемого газопровода с автодорогой областного значения по Сайрамскому району , с автомобильной дорогой областного значения по Ордабасинскому району и автомобильной дорогой областного значения по Байдибекскому району, выданного управлением пассажирского транспорта и автомобильных дорог ЮКО;

- №37/13.01-236 от 16.08.13 на беспроводную связь, выданные Сайрамским районным РПУТ;

- № 01-1867 от 10.07.2013 года на электроснабжение АГРС№20, выданные ТОО «Онтустик Жарык Транзит».

5.2 Согласования и заключение органов государственного надзора

Заключение государственной экологической экспертизы №001095 от 10.10.2013 года, выданное управлением природных ресурсов и регулирования природопользования по Южно-Казахстанской области;

Санитарно-эпидемиологическое заключение за №17-6-1026 от 27.09.2013 года, выданное департаментом комитета государственного санитарно – эпидемиологического надзора МЗ РК по ЮКО;

Заключение на соответствие требованиям действующих норм в области промышленной безопасности РК за №070-П от 26.09.2013 года, выданное ЮКП АО «АЗКА Консалтинг-Сервис»;

Согласование с Департаментом по ЧС ЮКО №ПТ-811 от 30.09.2013 года;

Согласование с ТОО «ББШ» по узлу врезки и пересечению с газопроводом - отводом письмо № BSGP/LE/EN/13-1128 от 13.09.2013 года;

Согласование с Арало-Сырдарьинской бассеиновой инспекцией письмом №411 от 01.07.2013 года.;

Проект согласован ; заказчиком; отделом ЖКХ Сайрамского района, АК «Казактелеком» Сайрамского РПУТ; Сайрамскими электрическими сетями; Сархитектурой Сайрамского района; отдел строительства Сайрамского района; ЮКПФ АО «КазТрансГазАймак» отдел электрохимзащиты;

Согласованные схемы ТХ (5645-V-1-ТХ-002 лист 2 и 5645-V-2-ТХ-002 лист 2) и схема ГТ (5645-V-2-ГТ-002 лист 2) с Управлением энергетики и ЖКХ ЮКО 23.08.2013 года.

5.3 Комплектность предоставленной на экспертизу документации

Том I. Паспорт рабочего проекта.

Том II. Общая пояснительная записка.

Том III. Охрана окружающей среды

Том IV. Отчет по комплексным инженерно-геологическим изысканиям

Том V. Чертежи и спецификации.

Том VI. Сметная документация. Книга 1 Сводный сметный расчет. Объектные сметы. Книга 2. Локальные сметы. Книга 3. Приложения.

5.4 Цель капитального строительства газопровода

Целью рабочего проекта «Строительство АГРС №20 «Жанакогам» Тюлькубасского района на 1420 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Карабулак Сайрамского района до населенного пункта Комешбулак Сайрамского района» является обеспечение природным газом жилых домов, школ, больниц, детских садов, газификация п. Жанакогам и близлежащих населенных пунктов.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Характеристика участка строительства и места нахождения объекта

АГРС №20 «Жанакогам» расположен на 1420 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент напротив населенного пункта «Жанакогам». Трасса газопровода

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

проходит параллельно к магистральному газопроводу Бейнеу-Шымкент через реку Арыс (около 7,0 км), далее резко поворачивает на запад через поселок Карабулак в сторону населенного пункта Комешбулак. АГРС №20 «Жанакогам» находится примерно в 40-50 км г.Шымкента и в 20-30 км от районного центра Аксу.

Природно-климатические условия

Южно-Казахстанская область, расположенная в пределах восточной части Туранской низменности и западных отрогов Тянь-Шаня, характеризуется резко континентальным аридным климатом, который проявляется в резких температурных контрастах дня и ночи, зимы и лета, в быстром переходе от зимы к лету.

Лето жаркое и продолжительное, зима сравнительно короткая, осадков выпадает мало.

Наблюдается большая сухость воздуха, неустойчивость и дефицит атмосферных осадков, интенсивность испарения, малоснежье в зимний период, сдувание снега с поверхности земли, обилие прямой солнечной радиации в течение всего вегетативного периода.

Потенциал природной экологической безопасности зависит от сочетания ряда климатических параметров, способствующих или препятствующих воздействию техногенных загрязнений:

- температурный режим является расчетным при определении приземных концентраций загрязнения атмосферного воздуха;
- одним из ведущих климатических параметров в этом плане является ветровой режим, слабые ветры и штили не дают выбросам вредных веществ рассеиваться в атмосфере;
- хорошей способностью вымывать вредные примеси из атмосферы обладают осадки.

Многолетние климатические характеристики района прохождения проектируемой трассы по данным ближайшей метеостанции «Шымкент».

Климат исследуемой территории резко континентальный. Основные его черты: большие колебания температуры наружного воздуха зимой и летом, днем и ночью; общая сухость воздуха, обилие солнечного света и относительно небольшое количество осадков. В зимние время для исследуемой территории характерны частые оттепели, когда температура воздуха поднимается до 5 °С. Число дней с оттепелями в среднем многолетнем изменяется от 35 до 64.

Климатический подрайон IV – Г.

Средняя температура наиболее холодных пятидневок – минус 17°С.

Количества осадков за ноябрь – март – 368 мм.

Количество осадков апрель – октябрь – 208мм.

Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль – В (восточное).

Преобладающее направление ветра за июнь-август – В (восточное).

Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь – 4,3 м/сек.

Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль – 2,4 м/сек.

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

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

Зона влажности – 3 (сухая).

Район по весу снегового покрова – I

Район по давлению ветра – III

Район по толщине стенки гололеда – III.

Рельеф Южно-Казахстанской области – предгорная равнина юго-западных склонов хребта Каратау. Несмотря на довольно незначительную среднюю высоту Каратауских гор, здесь под защитой от холодных северных ветров, сразу ощущается значительный контраст в климате и гидрографии.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Согласно ландшафтно-геоморфологического районирования Республики Казахстан Сайрамский район Южно-Казахстанской области находится в пределах горно-степной зоны, в поясе полуобеспеченной богары и поливного земледелия.

Рельеф участка в геоморфологическом отношении представлен предгорной увалисто-холмистой равниной, на фоне которой отчетливо выражена долина рек Аксу и Арысь. Характерной особенностью рассматриваемой территории является заметная изреженность неглубокими саями и балками, глубина которых доходит местами до 10-25 м.

Основными элементами рельефа предгорной волнистой равнины являются невысокие холмы и понижения.

Инженерно-геологические условия

Геоморфология и рельеф

Рассматриваемый район северного склона Угамских гор, согласно имеющихся в нашем распоряжении материалах исследований прошлых лет по геоморфологическим признакам разбит на три части: горную, предгорную, наклонно-волнистую равнину и пролювиально-аллювиальную равнину.

Исследуемая территория представляет собой часть пролювиально-аллювиальной равнины, расположенной к северу от Угамского хребта. Абсолютные отметки поверхности пролювиально-аллювиальную равнины колеблются от 433,7 до 517,0 м с общим уклоном с юга на север.

Гидрография

Гидрографическая сеть в районе работ представлены рекой Арыс, речками Карасу и Аксу, имеется многочисленные ирригационные арыки глубиной 0,7-2,0 м.

Геолого-литологическое строение территории

Грунты слагающие территорию проектируемого площадки АГРС №20 и газопровода до населенного пункта Комешбулак представлены, в основном, лессовидными суглинками и гравийно-галечниковыми отложениями.

В геологическом строении современных долин реки Арыс-Карасу-Аксу-Карабулак и Комешбулак принимает участие современеные аллювиальные. С поверхности залегают, в основном, суглинки до глубины 0,1-0,6 м, ниже гравийно-галечники, мощностью от 1,1 до 2,65 м, которые подстилаются мягкопластичными непросадочными суглинками (Рис. 5 Приложения 3), в долинах Карабулак, Аксу и Комешбулак, суглинки ниже уровня непрсадочные и подстилаются гравийно-галечниками, вскрытой мощностью до 4,5 м.

Гидрогеологические условия

Грунтовые воды вскрыты в июле месяц 2013 года на глубине от 0,5 до 5,2 метров (Рис. 5, 7, 8, 10 и 13 Приложения 3).

Водовмещающие породы представлены суглинками и гравийно-галечниками.

Грунтовые воды по степени минерализации от пресных до солоноватых, величина сухого остатка изменяется от 0,235 до 1,575 г/л.

По типу минерализации пресные грунтовые воды участка подводящего газопровода – гидрокарбонатно - сульфатные, смешенного катионного состава, солоноватого-сульфатно - гидрокарбонатные натриево-магниевые (Приложения 4 - 8).

При высоком стоянии подземные воды залегает на глубине 0,7 – 1,5 метра от поверхности земли. Высокое стояние УПВ приходится на апрель-июнь, низкое – на октябрь - ноябрь месяцы. Амплитуда колебания УПВ составляет 1,0-1,5 метра.

Степень агрессивности подземных вод

Площадка АГРС №20 – подземные воды по материалам изысканий прошлых лет залегают более 15,0 м, поэтому они в формировании физико-механических свойств грунтов не принимает участия в связи с чем, гидрогеологические условия площадки не приводятся.

Трасса подводящего газопровода от АГРС до населенного пункта Комешбулак - по содержанию ионов SO_4- 166,72 мг/дм^3, подземные воды на бетон марки W_4 по водонепроницаемости на портландцементе по ГОСТ 10178 - неагрессивные, на

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

шлакопортланцементе – неагрессивные, а на сульфатостойких цементах по ГОСТ 22266 – неагрессивные

По содержанию ионов Cl- составляет 15,62 мг/дм^3 подземные воды к арматуре железобетонных конструкций – при постоянном погружении неагрессивные, при периодическом смачивании – слабоагрессивные.

Физико-механические свойства грунтов

По физико-механическим и просадочным свойствам в пределах площади изысканий выделены четыре инженерно-геологических элемента (ИГЭ)

1) ИГЭ-1 – суглинок светло-коричневой, макропористый, твердой и полутвердой консистенции, просадочный, тип грунтовых условий по просадочности – II;

2)ИГЭ-2 - суглинок темно-коричневой, макропористый, полутвердой и тугопластичной консистенции, просадочный, тип грунтовых условий по просадочности– I;

3) ИГЭ-3 – суглинок коричневой, пористый, мягкопластичной и текуче пластичной консистенции, непросадочный;

4) ИГЭ-4 – гравийно-галечник супесчаным заполнителем, влажный и водонасыщенный, средней плотности.

С поверхности земли, до глубины 0,1 - 0,3 м, на всей территории залегает почвенно-растительный слой.

Суглинки ИГЭ-1 просадочные, величина суммарной просадки при бытовой нагрузке составляет 0,20 м. Тип грунтовых условий по просадочности - второй.

Суглинки ИГЭ-2 просадочные, величина суммарной просадки при бытовой нагрузке составляет 0,02 м. Тип грунтовых условий по просадочности - первый.

Засоленность и коррозионная активность грунтов зоны аэрации

По степени засоления грунты незасоленные, реже среднезасоленные с сульфатным и сульфатно-хлоридным типами засоления. Величина сухого остатка водной вытяжки грунта колеблется от 0,044 до 0,64%.

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

Степень агрессивности грунтов зоны аэрации объекта:

Площадка АГРС №20 - по нормативному содержанию сульфатов в пересчете на ионы SO_4 – грунты площадки на бетон марки W_4 по водонепроницаемости на портландцементе по ГОСТ 10178 (СНиП РК 2.01-19-2004) – неагрессивные, шлакопартландцементе-слабоагрессивные - неагрессивные, а на сульфатостойких цементах по ГОСТ 22266 – неагрессивные. Нормативное содержание SO_4 сотавляет 100 мг/кг.

По нормативному содержанию хлоридов в перерасчете на ионы Cl грунты площадки для бетонов на портландцементе, щлакопортландцементе по ГОСТ 10178 и сульфатостойких центах по ГОСТ 22266 – неагрессивные. Нормативное содержание 40 мг/кг.

Трасса подводящего газопровода от АГРС до населенного пункта Комешбулак - грунты трассы по нормативному содержанию сульфатов в пересчете на ионы SO_4 для бетона марки W_4 по водонепроницаемости на портландцементе по ГОСТ 10178 – среднеагрессивные, щлакопортландцементе – неагрессивные, на сульфатостойких цементах по ГОСТ 22266 - неагрессивные. Нормативное содержание SO_4 составляет 1075,4мг/кг.

По нормативному содержанию хлоридов в перерасчете на ионы Cl грунты площадки для бетонов на портландцементе, щлакопортландцементе по ГОСТ 10178 и сульфатостойких центах по ГОСТ 22266 – неагрессивные. Нормативное содержание 140 мг/кг.

Группа грунтов по трудности разработки

1) суглинок – вторая (35 «в»);

2) гравийно-галечник - четвертая (6 «г»);

3) почвенно-растительный слой – первая (9 «а»).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Сейсмичность участка работ

Согласно СНиП РК 2.03-30-2006, сейсмичность территории проектируемого участка составляет - 7 баллов. Категория грунтов по сейсмическим свойствам – вторая.

Генеральный план и транспорт

Генплан и транспорт выполнен согласно следующих нормативных документов:

- СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- СНиП II-89-80* «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СНиП РК 3.05-01-2010 «Магистральные трубопроводы»;
- СТ РК 1916-2009 «Магистральные трубопроводы. Требования к технологическому проектированию»;
- СНиП 2.05.07-91* «Промышленный транспорт»;
- СНиП РК 3.03-09-2006* «Автомобильные дороги»;
- СН РК 3.03-19-2006 «Проектирование дорожных одежд нежесткого типа»;
- Электросетевые правила.

Краткая характеристика площадки строительства

Согласно технологическим решениям в состав объектов строительства входят следующие объекты:

- площадка охранного кранового узла (ОК-1);
- площадка АГРС№20;

Проектируемая площадка охранного кранового узла расположена в 428 метрах западнее площадки АГРС №20.

Площадка АГРС №20 «Жаңақоғам» расположена в Южно-Казахстанской области, на 1420 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» напротив населенного пункта «Жаңақоғам» Тюлькубасского района.

Основные решения по генеральному плану

Размещение проектируемых сооружений выполнено в соответствии с технологической схемой, с учетом производственных связей, санитарно-гигиенических, экологических и противопожарных требований, розы ветров, а так же из условий безопасности обслуживания, производства монтажа, демонтажа и ремонтных работ.

Площадка охранного кранового узла

Площадка охранного кранового узла размещается на свободном от застройки месте. Размеры площадки в пределах ограждения 6х5м. На площадке расположены:

- охранный крановый узел;
- свеча продувочная;
- молниеприемник.

Площадка АГРС№20

Площадка АГРС №20 размещается на свободном от застройки месте. Размеры площадки в пределах ограждения 64,5х60,0м.

Предусмотрены следующие здания и сооружения:

- блок учета расхода;
- блок переключения;
- узел очистки;
- узел подогрева;
- блок подготовки теплоносителя;
- блок редуцирования;
- узел учета расхода газа БСУ400;
- блок операторной;
- уборная на 1 очко;
- контейнер с газопоршневой электростанцией;
- комплектная однотрансформаторная подстанция КТПН;
- емкость для теплоносителя объемом 4,0м^3;
- блок автоматической одоризации газа;
- емкость для хранения и выдачи одоранта объемом 2.5м^3;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- емкость для сбора, хранения и выдачи конденсата объемом 2 м^3;
- площадка под антенну спутниковой связи;
- площадка под свечи;
- ограждение территории.

Организация рельефа

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

Автодороги, благоустройство и озеленение

Внутриплощадочные дороги и проезды предусмолтрены в соответствии с требованиями СНиП 2.05.07-91*, «Промышленный транспорт», с учетом противопожарного обслуживания предприятия и обеспечивают подъезд к зданиям и сооружениям.

Подъезд к площадке ОК-1 предусмотрен с южной стороны ограждения. Подъезд осуществляется от существующей грунтовой автодороги, подъездная дорога грунтовая без поднятия земляного полотна, образованная накатом при строительстве протяженностью 14 метров.

Основной въезд и выезд на площадку АГРС предусмотрен с западной части площадки. Для прохода пешеходов рядом с воротами на въезде-выезде устанавливается калитка. Подъезд осуществляется с существующей полевой дороги, протяженность подъездной автодороги составляет 103 метра.

Поперечный профиль автодорог принят с открытым водоотводом, уклоном проезжей части 30‰ и обочин равным 40‰, ширина проезжей части 3,5-4,5м с обочиной шириной – 0,75м-1,0м.

Конструкция дорожной одежды:

- горячий плотный щебеночный мелкозернистый асфальтобетон типа А, марки I по СТ РК 1225-2003, высотой 0.04м;
- горячий щебеночный пористый крупнозернистый а/б по СТ РК 1225-2003, высотой 0,06м;
- фракционированный щебень, уложенный по способу заклинки по ГОСТ 23558-94* с пропиткой битумом (2,5 л/м^2), высотой 0.08м;
- песок по ГОСТ 8736-93*, высотой 0.10м;

Для прохода пешеходов предусмотрены тротуары шириной 1,0м.

Конструкция покрытия тротуаров принята:

- мелкозернистый асфальтобетон, высотой 0,04м.;
- щебень высотой 0,06м.;
- песок по ГОСТ 8736-93*, высотой 0,08м.;
- бортовой бетонный камень по ГОСТ 6665-91.

Для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы предусматриваются мероприятия по благоустройству и озеленению. Свободные от застройки участки озеленяются путем устройства газонов.

Проектные решения по расположению инженерных сетей

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

Для увязки всех сетей составлен «Сводный план инженерных сетей».

Организация охраны предприятия

Площадки ограждаются проветриваемой металлической оградой, высотой не менее 2,0 м.

Для проезда автотранспорта и прохода пешеходов на территории площадок проектом предусмотрены распашные ворота и калитки.

- на площадке охранного кранового узла - две калитки, расположенные с южной и северной стороны ограждения;

- на площадке АГРС - ворота с калиткой на основном въезде-выезде, расположенные с западной стороны ограждения;

- внутриплощадочные проезды предусмотрены с возможностью разворота автотранспорта.

Основные показатели по генеральному плану

Таблица 1

Наименование показателей	Ед. изм.	Количество	
		Площадка ОК-1	Площадка АГРС
Общая площадь территории (в пределах ограждения)	га	0.0030	0.387
Площадь застройки, в т.ч. технологические площадки	$м^2$	-	367
Площадь покрытия	$м^2$	30	2923
Площадь озеленения	$м^2$	-	580
Плотность застройки	%	-	9

Технологические решения

Технологические решения разработаны в соответствии с заданием на проектирование и с действующими нормами, правилами и техническими условиями.

Вид строительства – новое.

В объем проектирования и строительства входят газопровод-отвод, протяженностью 5,832 км, АГРС №20 и подводящий газопровод, протяженностью 17,805 км до населенного пункта Жанакогам.

Проектируемый объект газопровод-отвод относится к I-му уровню ответственности строительства.

Проектируемый объект АГРС №20 относится к I-му уровню ответственности строительства.

Подводящий газопровод относится ко II-му уровню ответственности.

Принятые технологические решения

Согласно технического задания, предусмотрено строительство АГРС№20, производительностью 75 000 $нм^3$/час от источника газа магистрального газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент» (далее МГ «ББШ»).

Источником газоснабжения АГРС №20 является МГ «ББШ» диаметром 1000 мм, условное давление 9,81 МПа.

Для газоснабжения АГРС №20 предусматривается строительство газопровода-отвода условным диаметром 200 мм и давлением 6,3-9,81 МПа. Протяженность газопровода-отвода составляет 5,832 км от точки подключения к крановому узлу КУ №46 (сущ.) магистрального газопровода МГ «ББШ» до точки присоединения газопровода отвода к входящему газопроводу площадки АГРС №20 «Жанакогам», а также строительство подводящего газопровода высокого давления II категории.

Точка подключения к крановому узлу КУ№46 расположена на расстоянии 5м от ограждения кранового узла, подземно.

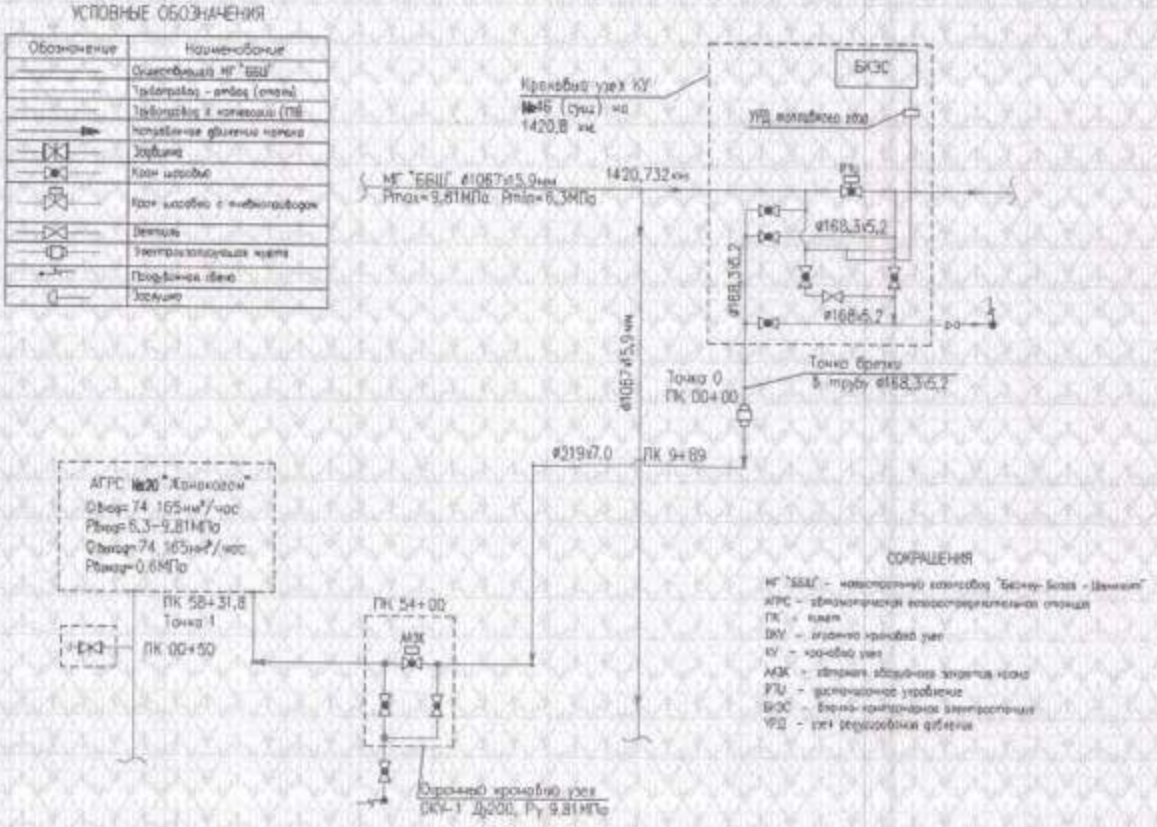
В объем рабочего проекта входят основные сооружения:

- газопровод-отвод (ГО);
- охранный крановый узел ОКУ-1;
- площадка АГРС №20 «Жанакогам»;
- подводящий трубопровод высокого давления II категории (давление 0,6 МПа).

Схема подключения АГРС№20»Жанакогам» к МГ «Бейнеу-Шымкент»

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА



Основные технико-технологические показатели
Таблица 2.

Наименование показателей	Ед. изм.	Количество
1	2	3
Газопровод-Отвод (ГО)		
Проектное давление	МПа	9,81
Общая протяженность трассы	км	5,832
Диаметр	мм	219
Толщина стенки трубы	мм	7,0
Материал трубопровода		Ст20(К42)
Общий вес труб	тонн	229,018
Площадка АГРС		
Производительность площадки	нм^3/час	75 000
Давление на входе Рвх	МПа	9,81-6,3
Количество потребителей	шт.	1
Потребитель №1		
Производительность	нм^3/час	75 000
Давление на выходе Рвых	МПа	0,6
Подводящий трубопровод		
Проектное давление	МПа	0,6
Общая протяженность трассы	км	17,805 (из них 2,566км - Д500 и

Наименование показателей	Ед. изм.	Количество
1	2	3
		15,239 км - Д400)
Диаметр	мм	переменный 500 /400
Толщина трубопровода	мм	45,4/36,3
Материал трубопровода		ПЭ100 SDR 11

Газопровод – отвод

Технологическая схема газопровода

Газопровод-отвод предназначен для газоснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей населенных пунктов Сайрамского и Байдибекского районов Южно-Казахстанской области. Предусматривается строительство газопровода-отвода диаметром 200 мм давление 6,3-9,81 МПа. Протяженность газопровода-отвода составляет 5,832 км от точки подключения к крановому узлу КУ №46 (сущ.) магистрального газопровода МГ «ББШ» до точки присоединения газопровода отвода к входящему газопроводу площадки АГРС №20 «Жанакогам».

Точка подключения к крановому узлу КУ№46 расположена на расстоянии 5м от ограждения кранового узла, подземно.

Технологическая схема газопровода-отвода разработана с учетом:

- назначения газопровода;
- заданных объемов и режима распределения газа;
- расположения начальной и конечной точек газопровода;
- задания на проектирования.

Место подключения ГО предусматривается к существующему КУ №46, расположенного на 1420,8 км МГ «ББШ». На газопроводе-отводе после врезки устанавливается электроизолирующая вставка.

На газопроводе-отводе размещен охранный крановый узел ОКУ-1 диаметром 200 мм для обеспечения отключения АГРС на случай аварии или ремонта. Охранный крановый узел располагается на ПК 54+00 газопровода-отвода, на расстоянии 430м от ограждения АГРС.

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 категориям, охранный крановый узел - ко II категории.

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

Гидравлический расчет газопровода

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

Согласно задания на проектирование расчет выполнен на максимальную производительность АГРС №20 в зимний период, равным 74 165 нм^3/час.

Максимально часовые расходы газа определены согласно справкам, предоставленным отделом архитектуры и градостроительства Сайрамского и Байдибекского районов ЮКО.

Основные потребители газа

Основными потребителями газа являются:

- население (на приготовление пищи, горячей воды на хозяйственные и санитарно-гигиенические нужды, отопление).
- коммунально-бытовые учреждения (школы, д/сады и мелкие ком, бытовые объекты).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Максимальный годовой расход газа для жилых домов определяется по нормам расхода газа согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 9 июля 2012 года №927. Об утверждении Правил расчета и утверждения норм потребления товарного и сжиженного нефтяного газа и предоставленным справкам отделом архитектуры и градостроительства Туркестанского района.

Для расчета данные приняты с индивидуальными источниками отопления и горячего водоснабжения и приготовления пищи при норме обеспеченности 20 м^2 общей площади на одного человека.

Максимальные часовые расходы газопотребления

Таблица 3

№№	Наименование населенных пунктов	Кол-во проживающих жителей	Кол-во жителей на перспек-тиву	Часовой расход газа нм^3/час				
				Индивидуально-бытовые нужды	На отопление	Коммунально-бытовые нужды	Итого по сущ. населе-нию	Итого по перспек-тивному населению
1	2	3	4	10	11	12	13	14
Сайрамский район								
1	Кожакорган	6050	6655	864,3	2961,7	140,8	3966,8	4363,5
2	Нуржанкорган	2450	2695	358,5	1207,5	57,0	1623,1	1785,4
3	Кайнарбулак	1843	2027,3	276,5	907,7	41,0	1225,2	1347,7
4	Сарыарык	1086	1194,6	181,0	544,5	25,3	750,8	825,8
5	Курлык	1002	1102,2	167,0	504,1	23,3	694,4	763,8
6	Комешбулак	4394	4833,4	627,7	2175,1	102,3	2905,1	3195,7
7	Таскешу	1086	1194,6	181,0	544,5	25,3	750,8	825,8
8	Ошакты	542	596,2	90,3	282,0	12,6	385,0	423,5
9	Тоган	189	207,9	31,5	111,5	4,4	147,4	162,1
10	Ширкин	1706	1876,6	284,3	843,8	39,7	1167,8	1284,6
11	Асыларык	1590	1749	265,0	787,9	37,0	1089,9	1198,9
12	Аксуабат	4219	4640,9	602,7	2060,0	98,2	2760,9	3037,0
13	Жанатурмыс	684	752,4	114,0	335,4	15,9	465,3	511,9
14	Колкент	8343	9177,3	1137,7	4089,6	194,2	5421,5	5963,6
15	Оразалиев	956	1051,6	159,3	482,0	22,3	663,6	729,9
16	Косбулак	2712	2983,2	396,9	1329,6	63,1	1789,6	1968,6
17	Тесле	601	661,1	100,2	310,6	14,0	424,8	467,2
18	Ханкорган	884	972,4	147,3	447,2	20,6	615,1	676,6
19	Шапырашты	491	540,1	81,8	257,5	11,4	350,8	385,9
20	Кутарыс	2875	3162,5	420,7	1411,2	66,9	1898,9	2088,8
21	Кызыл жар	321	353,1	53,5	173,0	7,1	233,7	257,1
22	Акарыс	2464	2710,4	360,6	1209,8	57,4	1627,7	1790,5
23	Оймауыт	810	891	135,0	411,3	18,9	565,1	621,6
24	Береке	62	68,2	10,3	29,9	1,4	41,6	45,8
25	Карабулак	42113	46324,3	5053,6	20540,9	980,4	26574,9	29232,4
	Итого по району	**89473**	**98420,3**	**12100,8**	**43958,2**	**2080,6**	**58139,6**	**63953,6**
Байдибекский район								
	Актас	1105	1215,5	157,9	685,3	7,2	850,3	935,4

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

	Кенсай	662	728,2	94,6	335,0	1,4	430,9	474,0
	Кошкар ата	947	1041,7	135,3	486,0	2,3	623,7	686,0
	Шукыршак	101	111,1	14,4	50,6	0,1	65,2	71,7
	Боралдай	2967	3263,7	423,9	1653,0	9,8	2086,7	2295,3
	Амансай	798	877,8	114,0	433,8	2,8	550,7	605,8
	Ж.Боралдай	928	1020,8	132,6	483,1	2,6	618,2	680,1
	Жыланды	795	874,5	113,6	402,7	1,6	517,9	569,7
	Аюжар	267	293,7	38,1	142,4	0,8	181,4	199,5
	Каратас	529	581,9	75,6	401,0	7,6	484,3	532,7
	Сарыбулак	762	838,2	108,9	387,0	1,6	497,5	547,2
	Тайманов	1233	1356,3	176,1	679,8	5,1	861,0	947,1
	Талап	623	685,3	89,0	411,5	6,0	506,6	557,2
	Теректи	850	935	121,4	459,0	2,9	583,3	641,6
	Туйетас	660	726	94,3	330,2	1,1	425,6	468,2
	Итого по району	**13227**	**14549,7**	**1889,7**	**7340,4**	**52,9**	**9283,3**	**10211,5**
	Итого по двум районам	**102700**	**112970**	**13990,5**	**51298,6**	**2133,5**	**67422,9**	**74165,0**

Конструктивная характеристика газопровода-отвода

Трубы и соединительные детали

Выбор стальных труб и соединительных деталей для газопровода-отвода произведен в соответствии с требованиями СНиП 2.04.12-86 «Расчет на прочность стальных трубопроводов» и СНиП РК 3.05-09-2002* «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы» с «Инструкцией по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности».

Предусмотрены следующие трубы:

- труба 219х8,0 мм Ст. 20 ГОСТ 20295-85 - участки II категории общей протяженностью 2600 м;
- труба 219х7,0 мм Ст. 20 ГОСТ 20295-85 - участки III категории общей протяженностью 3300 м.

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 27°) применяются холодного гнутья по ГОСТ 24950-84 «Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов», с радиусом изгиба 40 диаметров.

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.

Гнутые отводы свыше 27° применяются горячего гнутья изготовленные, изготовленные методом индукционного нагрева с радиусом изгиба 6 диаметров Гнутые отводы применяются заводского изготовления.

Минимальный радиус для упругих изгибов не менее 1000 диаметров исходя из допустимых напряжений в изгибах, с учетом влияния давления и температуры.

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 размещен охранный крановый узел диаметром 200 мм для обеспечения отключения АГРС на случай аварии или ремонта. Охранный крановый узел располагается на ПК 54+00 газопровода - отвода в 430 м от ограждения АГРС №20 «Жанакогам».

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В качестве запорной арматуры, приняты полнопроходные шаровые краны диаметром 200 мм для подземной установки, с концами под приварку, пневмогидроприводом и дистанционным управлением.

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

Охранный крановый узел (ОКУ-1) 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 «ТИАЛ-М» и лентами «ТИАЛ-Л».

Конструкция полимерного покрытия газопровода-отвода и футляров:

- грунтовка на основе термореактивных смол;
- термоплавкий полимерный подслой;
- защитный слой на основе экструдированного полиолефина.

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

- праймер;
- адгезионный подслой на основе термоплавкой композиции;
- наружный слой на основе термоусаживающегося полиэтилена.

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:

- грунтовка битумно-полимерная;
- мастика изоляционная на основе битума или асфальтосмолистых соединений;
- лента полимерная толщиной не менее 0,4мм;
- 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.

Подземная прокладка газопровода - отвода

Работы по строительству участка проектируемого газопровода-отвода (ГО) к АГРС №20 «Жанакогам» в охранной зоне действующего магистрального газопровода МГ «ББШ» выполнять, руководствуясь требованиями ВСН 51-1-80 «Инструкция по проведению работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности» и «Правил охраны магистральных трубопроводов».

На всей трассе газопровода - отвода предусматривается подземная прокладка труб с глубиной заложения не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода.

При выборе трассы газопровода, при всех прочих равных условиях, отдавалось предпочтение варианту прохождения по участкам, не требующим рекультивации земель, т.е. где плодородный слой менее 0,1м или отсутствует совсем.

Профиль дна траншеи для укладки газопровода должен обеспечить:

- полное прилегание газопровода по дну траншеи по всей его длине;
- сохранение изоляционного покрытия газопровода;
- проектное положение трубопровода;
- условия упругого изгиба под действием собственного веса и исключения возможности потери местной устойчивости, поперечного сечения газопровода.

Сварка плети предусмотрена в трассовых условиях, на бровке траншеи. Ось свариваемого газопровода должна находиться не дальше 2м от бровки траншеи. Поставка труб осуществляется автотранспортом от железнодорожной станций.

Сварку стыков труб электродуговой сваркой выполнить в соответствии с требованиями СНиП РК 3.05-01-2010. Контроль качества сварных соединений выполняется радиографическим и ультразвуковым методом 100% в соответствии с СНиП РК 3.05-01-2010.

Температурный перепад, принятый для подземных участков равен 40°С, для надземных участков равен 50°С. Минимальная температура сборки участков газопровода в нитку не менее +5 град. С.

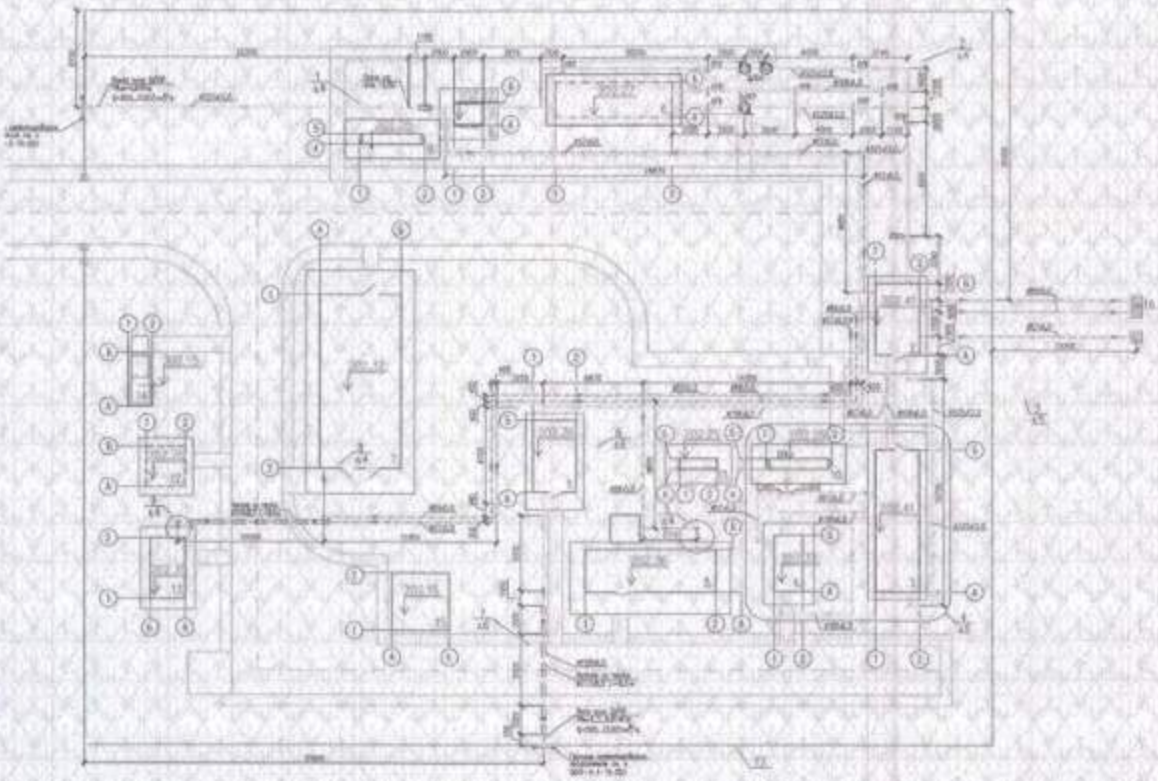
Опознавательные знаки

На трассе трубопровода предусматривается установка опознавательных знаков высотой 1,5-2 м от поверхности земли, которые оснащены соответствующими щитами с надписями указателями. Знаки устанавливаются в пределах видимости.

АГРС№20 «Жанакогам»

Автоматизированная газораспределительная станция АГРС №20 «Жанакогам» предназначена для подачи газа от магистрального газопровода МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент» с давлением равным 6,3...9,81 МПа, 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 потребителю населенных пунктов Сайрамского и Байдибекского районов.

Схема АГРС№20



МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Назначение и технические характеристики АГРС№20

Основные параметры и технические характеристики проектной АГРС №20 «Жанакогам»:

Общая производительность:

- минимальная 500 нм^3/час;
- максимальная 75 000 нм^3/час.

Давление газа на входе АГРС:

- минимальное раб.- 6,3МПа;
- максимальное раб.- 9,81МПа.

Температура на входе АГРС:

минимальная - 0 °С;

максимальная - +40 °С.

Количество выходных линий -1шт;

Производительность по выходу:

Выход №1

производительность 500...75 000 нм^3/час.

- давление газа на выходе АГРС- 0,6 МПа;
- температура газа на входе АГРС - не ниже плюс 0 °С.
- очистка от капельной жидкости;
- резервирования узла очистки газа;
- количество выходов на собственные нужды -2 шт;
- давление газа на блок подготовки теплоносителя -2кПа;
- давление газа на блок операторной - 2кПа;
- давление на блок газопоршневой электростанции – 50-250кПа;
- производительность узла подготовки газа на собственные нужды блока подготовки теплоносителя:
- минимальная 21,616нм^3/час;
- максимальная 216,16 нм^3/час.

Производительность узла подготовки газа на собственные нужды блока операторной:

- минимальная 1,05 нм^3/час;
- максимальная 3,5 нм^3/час.

Учет расхода газа

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

- очистка газа от капельной жидкости и механических примесей с автоматическим сбросом конденсата;
- подогрев газа перед редуцированием и автоматическое поддержание заданной температуры для повышения надежности работы оборудования;
- редуцирование газа высокого давления (магистрального) до указанного низкого и поддержание его с заданной точностью при изменении входного давления или расхода газа;
- измерение расхода газа с многосуточной регистрацией данных и передачей информации на уровень газораспределяющей организации;
- одоризация газа;
- автоматическое управление режимами работы технологического оборудования станции, в том числе ограничение поставок газа по требованиям газораспределяющей организации;
- звуковое и визуальное оповещение при аварийных ситуациях, а также при нарушениях работы с передачей сигнала на пульт диспетчеру или оператору.

В составе АГРС предусмотрены:

- блок учета расхода газа (на входе в АГРС);
- блок переключения:

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- входной коллектор;
- выходной коллектор;
- узел поточного анализа (хроматограф);
- узел очистки газа;
- узел подогрева газа;
- блок редуцирования газа:
- входной коллектор
- выходной коллектор;
- узел редуцирования газа;
- узел редуцирования газа на собственные нужды;
- блок подготовки теплоносителя;
- узел учета расхода газа (на выходе из АГРС);
- блок автоматической одоризации;
- блок «Операторная» с размещением САУ ТП ГРС, систем контроля пожароопасности, загазованности, источника бесперебойного электропитания;
- контейнер с газопоршневой электростанцией;
- комплектная однотрансформаторная подстанция КТПН-63/10/0,4;
- подземная емкость сбора конденсата объемом 2,0м^3;
- подземная емкость хранения одоранта объемом 2,5м^3;
- емкость для слива теплоносителя объемом 4,0м^3;
- туалет.

Блок учета расхода газа (БУРГ)

Блок учета газа предназначен для коммерческого учета газа, подаваемого на АГРС №20 «Кызылжар» с магистрального трубопровода МГ «Бейнеу-Базой-Шымкент». БУРГ предусмотрен в соответствии с ГОСТ 8.586.1-ГОСТ 8.586.5 требованиями Закона Республики Казахстан «Об обеспечении единства измерений Республики Казахстан».

БУРГ состоит из следующих линий:

- линии основного расхода газа;
- 100% резервирование основной линии расхода газа;
- линия малого расхода газа (на летний период).

Блок учёта расхода газа установлен на входном трубопроводе АГРС перед узлом переключения и предназначен для коммерческого учёта расхода газа.

В качестве средств измерений использованы ультразвуковые преобразователи расхода.

Узел учёта выполнен из трёх измерительных линий: рабочей, резервной и линии малых расходов.

Рабочая и резервная измерительные линии имеют условный диаметр 150 мм, линия малых расходов условный диаметр 50 мм. По входу и выходу каждой измерительной линии предусмотрены шаровые краны с ручным приводом.

Конструкция узла учёта обеспечивает простой способ установки/снятия ультразвукового счётчика, а также возможность периодического контроля состояния внутренней поверхности измерительных трубопроводов на участке 10D до и 3D после счётчика.

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

Отопление блока учёта расхода газа выполнено двухтрубным, подогрев и циркуляция теплоносителя осуществляется в блоке подготовке теплоносителя.

Блок 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.

Блок переключения обеспечивает:

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- отключение ГРС от газопровода-отвода и выходных газопроводов;
- изменение направления потока газа высокого давления на обводную линию. Обводная линия оснащается (по ходу газа) ручным краном и клиновой задвижкой диаметром 100 мм. Подача газа по обводной линии может осуществляться как в ручном режиме;
- защиту потребителя от превышения давления газа.

В блоке переключения газа расположены следующие технологические устройства:
- узел переключения с предохранительными клапанами;
- обводная (байпасная) линия;
- необходимые приборы КИП.

Узел переключения состоит из блока входного трубопровода и блока выходного трубопровода.

На блоке входного трубопровода расположен управляемый шаровый кран с пневмоприводом диаметром 150 мм, давление 10,0 МПа, кран шаровой диаметром 50 мм, давление 10,0 МПа с пневмоприводом на линии аварийного сброса газа.

Блок выходного трубопровода содержит:
- управляемый кран шаровой с пневмоприводом диаметром 400 мм, давление 10,0МПа;
- блок предохранительных сбросных клапанов пружинных СППК4Р-100-16 с трёхходовым шаровым краном диаметром 100 мм.

Обводная (байпасная) линия включает в себя:
- входной кран с ручным приводом диаметром 100 мм, давление 10,0 МПа;
- клиновая задвижка с ручным приводом диаметром 100 мм, давление 10,0 МПа.

Обводная линия предусмотрена для непродолжительного снабжения потребителей газом, минуя АГРС, контроль выходного давления при работе по «байпасу» осуществляться по манометру. Свеча диаметром 50 мм с дистанционно управляемым краном для аварийного сброса газа из технологических трубопроводов, предусматривается после входного крана и выносится на 10 м за ограждение ГРС.

Отключающий кран обводной линии диаметром 100 мм и задвижка с ручным приводом диаметром 100 мм для дросселирования располагается на раме блоков выходных трубопроводов. Нормальное положение запорной арматуры на обводной линии - закрытое. Краны обводной линии пломбируются службой ГРС.

Для защиты трубопроводов потребителя от превышения давления в блоках выходных трубопроводов установлены предохранительные клапаны СППК. Предохранительный сбросной клапан, устанавливается после шарового крана с пневмоприводом диаметром 400 мм на выходном газопроводе, настраивается на давление срабатывания 1,1х Рвых. 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 диаметром 150 мм, и выносится на 10 м за ограждение АГРС.

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.

В блоке переключения предусмотрена установка системы поточного анализа компонентного состава газа. Система поточного анализа функционирует на базе потокового газового хроматографа.

Принцип работы системы поточного анализа заключается в том, что устройства подготовки проб газа обеспечивают подготовку газа. Далее газ проходит через потоковый хроматограф, который выдает диаграмму по компонентному составу газа для

сравнительного анализа с ГОСТ 5542–87. Дополнительно блок поточного анализа укомплектован анализатором точки росы КОНГ-Прима-10 для определения влажности газа и точки росы.

Отопление блока учёта расхода газа выполнено двухтрубным, подогрев и циркуляция теплоносителя осуществляется в блоке подготовке теплоносителя.

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:

- узел очистки на базе фильтров-сепараторов ФС;
- узел подготовки импульсного газа для кранов с пневмоприводом на базе фильтров-осушителей.

Узел очистки выполнен из двух линий очистки: основной и резервной, каждая их которых включает в себя:

- фильтр-сепаратор ФС-150, диаметром 150 мм, давление 10,0МПа;
- кран шаровой ручной диаметром 150 мм, давление 10,0 МПа до и после ФС-150;
- кран диаметром 20 мм для продувки узла очистки азотом и кран диаметром 20 мм на продувочную свечу.

Газ поступает на вход узла очистки, состоящего из двух вертикальных фильтров-сепараторов ФС-150 (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 объемом 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 диаметром 20 мм, 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. После фильтров-осушителей импульсный газ подается непосредственно на краны шаровые с пневмоприводом, расположенные в блоках переключения и редуцирования.

Узел очистки газа размещается на раме.

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, а также обеспечении теплоносителем систем отопления помещений.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Узел подогрева выполнен из двух линий подогрева: рабочей и резервной. На каждой из линий подогрева газа используется подогреватель газа типа ПГ300/10 с входным/выходным патрубком диаметром 150 мм.

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 1,1 максимального давления теплоносителя после отопительного котла. При наличии дополнительного контура отопления отбор теплоносителя осуществляется из обратного теплопровода. В качестве теплоносителя используются низкозамерзающий теплоноситель, антифриз «DIXIS-65».

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 диаметром 150 мм, давление 10,0 МПа.

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.

Блок редуцирования газа (БРГ)

Блок редуцирования состоит из:

- узла редуцирования газа;
- узла редуцирования газа на собственные нужды.

Узел редуцирования газа (УРГ) предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа, подаваемого потребителям.

Узел редуцирования состоит из трёх линий: рабочей, резервной и линии малых расходов.

Рабочая и резервные линии редуцирования выполнены по схеме по ходу газа: кран с пневмоприводом диаметром 150 мм, давление 10,0 МПа, регулятор давления Tartarini BFL/080x250-SRSII 080x250 ANSI 600 RF, кран с ручным приводом диаметром 400 мм, давление 10,0 МПа.

Линия редуцирования малых расходов выполнена по схеме по ходу газа: кран с пневмоприводом диаметром 50 мм, давление 10,0 МПа, регулятор давления Tartarini BFL/025x100-SRSII диаметром 25x100 мм ANSI 600 RF, кран с ручным приводом диаметром 100 мм, давление 10,0 МПа.

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

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

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 давление вых.

Для сброса давления и продувки выходных трубопроводов низкого давления, до отключающих кранов предусматривается свеча диаметром 25 мм.

Рабочее положение трехходового крана, устанавливаемого перед предохранительными клапанами - открытое. В процессе эксплуатации предохранительные клапаны опробываются на срабатывание 1 раз в месяц, а в зимний период не реже одного раза в 10 дней, с записью в оперативном журнале.

Проверка и регулировка предохранительных клапанов производиться не реже двух раз в год в соответствии с графиком. Пределы настройки ППК - 10 % выше номинального давления.

Для подготовки газа на передавливание в автоцистерну используется редуктор баллонный одноступенчатый.

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.

Узел редуцирования на собственные нужды предназначен для понижения давления до значения указанного в паспортных данных на котлы блоков подготовки теплоносителя и операторной (с 0,6 до 2 кПа – для котла операторной и для котлов блока подготовки теплоносителя). Узел редуцирования на нужды блока операторной и блока подготовки теплоносителя выполнен из двух линий редуцирования – рабочей и резервной. Каждая из линий выполнена на базе регулятора РДБК1-50/25. Расход на собственные нужды составляет на котел операторной 1,05...3,5 нм³/ч на котлы блока подготовки теплоносителя 21,616...216,16 нм³/ч.

Так как значения рабочих давлений котлов для блока подготовки теплоносителя и блока операторной одинаковы, узел редуцирования для них выполнен один.

Отбор газа на собственные нужды осуществляется от выходящего газопровода АГРС (после обводной линии и одоризации). Учет газа на собственные нужды осуществляется в блоке подготовке теплоносителя при помощи счетчиков и в блоке операторной.

Из узла подготовки на собственные нужды газ через наружный коллектор поступает в помещение отопительных агрегатов, и далее через термозапорный клапан и электромагнитный клапан - на регулирующее устройство и отопительные агрегаты.

Блок редуцирования располагается в отапливаемом блок-контейнере. Отопление блока выполнено двухтрубным, подогрев и циркуляция теплоносителя осуществляется в блоке подготовки теплоносителя.

Блок подготовки теплоносителя

Блок подготовки теплоносителя служит для подогрева теплоносителя, обеспечения его циркуляции, поддержания требуемого избыточного давления и регулирования расхода.

Узел подготовки теплоносителя размещен в блоке отапливаемом.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Необходимая тепловая мощность обеспечивается двумя водогрейными котлами для повышения степени надежности узла. В случае отказа одного котла, второй может обеспечить работоспособность станции в аварийном режиме. Котлы рассчитаны для работы на газе бытового давления (из узла отбора газа на собственные нужды).

Для работы котлов к блоку подготовки теплоносителя подводится природный газ с давлением 2кПа. Газ через термозапорный клапан, отсечной электромагнитный клапан подаётся в ротационный счётчик газа RVG G250.

Шаровые краны отключают счётчик для поверки, обслуживания и ремонта. После счётчика, через шаровые краны, 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.

Узел учета расхода газа

Узел учета газа предназначен для коммерческого учета газа, подаваемого от АГРС №20 «Жанакогам» потребителю.

Узел учёта расхода газа расположен после узла переключения, до узла одоризации.

УУГ состоит из следующих линий:

- линии основного расхода газа диаметром 400 мм;
- линия малого расхода диаметром 150 мм;
- байпасная линия основного расхода диаметром 400 мм.

Учет объема газа осуществляется при помощи сужающих устройств (диафрагма), установленных на линии основного и малого 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 диаметром 400 мм. До и после сужающего устройства предусмотрены краны шаровые с ручным приводом диаметром 400 мм, давление 1,6МПа.

Измерительный трубопровод на малый расход выполнен диаметром диаметром 150 мм. До и после сужающего устройства предусмотрены краны шаровые с ручным приводом диаметром 150 мм, давление 1,6МПа.

На обводной (байпасной) линии узла учёта предусмотрены краны шаровые с ручным приводом диаметром 400 мм, давление 1,6 МПа в количестве двух штук с манометром между ними – для контроля возможных протечек.

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.

Узел 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 выходном трубопроводе АГРС и содержит узел дозирования одоранта с расходной ёмкостью 174 л с системой дистанционной дозаправки расходной емкости.

БАОГ включает следующие основные элементы:

- расходная емкость одоранта 174л;
- узел замера уровня и регулирования подачи одоранта в составе:

1) датчик уровня;
2) указатель уровня стеклянный;
3 электромагнитный клапан, дозирующий серии 008;
4) электромагнитный клапан заправочный серии 008;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- узел дистанционной заправки расходной емкости, в составе:

1) клапан электромагнитный управляющий серии 008;
2) подкачивающий насос одоранта;
3) регулятор перепада давления;
4) манометр;
5) сигнализатор уровня СУ-60;
6) клапан обратный;
7) клапан предохранительный;
8) эжектор газовый;
9) манометры;
10) редуктор газовый;
11) фильтр одоранта;
12) фильтр-поглотитель угольный аварийного сброса паров одоранта;
13) системы наддува инертным газом;
14) арматура обвязки узла дозирования одоранта;

- блок управления БУ-103. Управление осуществляется блоком управления БУ-103М (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».

Узел 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 22Т.ст.).

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

Хранение и выдача одоранта осуществляется из подземной ёмкости одоранта объёмом 2,5м^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.

Отбор газа на передавливание одоранта осуществляется по трубопроводу диаметром 20 мм врезки в выходном трубопроводе диаметром 400 мм.

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.

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 объемом 2,0м^3 выполнена в подземном исполнении. Емкость оборудована сигнализатором верхнего уровня. Для сброса газа из емкости предусмотрен предохранительный клапан СППКР-25-100 УХЛ1.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

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 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 объемом 2,5м^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 ГРС.

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.

Запорная арматура

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

В качестве запорной арматуры на АГРС №20 «Жанакогам» применяются шаровые краны пневматические, ручные. 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:

- указателями направления открытия и закрытия;
- 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).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Для предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного кислорода с целью повышения безопасности эксплуатации оборудования и производства ремонтных работ предусмотрены азотные технологии.

Технологические трубопроводы

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

- трубопроводы газа - к группе Б, I категории;
- 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 приняты из труб стальных бесшовных горячедеформированных диаметром 22х4,0 мм; диаметром 25х4,0 мм; диаметром 32х4,0 мм; диаметром 57х5,0 мм; диаметром 108х6,0 мм; диаметром 159х8,0 мм; диаметром 219х8,0 мм; диаметром 426х12,0 мм по ГОСТ 8732-78* сталь 20 по ГОСТ 8731-74*.

Проектируемые трубопроводы прокладываются надземно на опорах и подземно на глубине ≥0,6м.

В месте пересечения автомобильной дороги трубопроводы газа сброса на свечу прокладываются подземно в футлярах на глубине не менее 1,0м от верха покрытия проезжей части до верха футляра.

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.

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.

Изоляция сварных стыков подземных трубопроводов выполняется термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М».

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.

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

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

Автоматизация технологических процессов (АСУ ТП)

Для выполнения и контроля технологических процессов на площадке АГРС предусмотрен блок операторной с автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора. Технологический режим производства автоматизированный.

Средства механизации (подъемные механизмы и устройства) необходимы только на случай текущего и капитального ремонта оборудования и будут поставляться на площадку эксплуатирующей организацией по мере необходимости.

Состав и обоснование применяемого оборудования

Состав основного технологического оборудования и сооружений принят согласовано схеме технологических процессов и соответствует требованиям

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Технического задания и Технических условий Заказчика и отвечает действующим нормам и правилам РК и согласован с Заказчиком.

Принято рациональное размещение проектируемых сооружений и оборудования с учетом последовательности технологического процесса и наиболее удобного обслуживания с соблюдением необходимых проходов и проездов.

Мероприятия по энергосбережению

В соответствии с Законом РК «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» при проектировании рабочего проекта были приняты следующие технические решения, направленные на рациональное и экономное использование топливно-энергетических ресурсов:

- расположение оборудования в отапливаемых блоках, что приводит к более экономному использованию электроэнергии;
- автоматизированная система управления технологией производства, которая приводит к исключению утечек газа, снижает частоту аварий, ремонтов и замены оборудования;
- трубопроводы теплоносителя и подготовленного газа – теплоизолированы;

Управление производством, предприятия, организация условий и охраны труда

Проектируемый объект войдёт в состав объектов, эксплуатируемых ТОО «КазТрансГаз Аймак».

Форма обслуживания АГРС – вахтовая, с круглосуточным дежурством обслуживающего персонала на АГРС, посменно в соответствии с утвержденным графиком.

Мероприятия по охране труда и технике безопасности.

Предусмотрены меры по охране труда и технике безопасности:

- соблюдение технологических параметров режима работы газопроводов;
- соблюдение правил, норм, положений, руководящих материалов по безопасному ведению работ;
- действенный котроль за утечкой газа;
- обучение безопасным методам производства работ, ознакомление с инструкциями по технике безопасности.

Подводящие трубопроводы

Технологическая схема и маршрут трассы подводящих газопроводов

Предусматривается строительство подводящего трубопровода переменным диаметром 500х45,4 мм и 400х36,3 мм давление 0,6 МПа от АГРС №20 «Жанакогам» до н/п Комешбулак через н/п Карабулак.

Подводящий газопровод высокого давления - II-категории (0,6МПа) выбран с учетом оптимальных проектных решений и с охватом населенных пунктов:

- с/о Сайрамского района Кожакорган, Нуржанкорган, Арысь, Кайнарбулак, Колкент, Карасу, Карабулак и др.;
- с/о Боралдай и Борлысай Байдибекского района.

Трасса подводящего газопровода берет свое начало от проектируемой АГРС №20 «Жанакогам». С площадки АГРС предусмотрен 1 надземный выход газопровода с давлением 0,6 МПа, пролегающий по равнинной местности в юго-западном направлении через село Карабулак до населенного пункта Комешбулак Сайрамского района ЮКО.

Подводящий газопровод пересекает автодороги IV категории, улицы поселка Карабулак, полевые дороги, воздушные линии электропередач, линии связи, каналы.

Вдоль трассы газопровода предусмотрены отводы диаметром 500 мм и диаметром 200 мм с заглушками на перспективу для газоснабжения населенных пунктов сельских округов Сайрамского района и Боралдай и Борлысай Байдибекского района.

Заканчивается газопровод на ПК 178+05 отводом диаметром 400 мм на перспективу н/п Комешбулак.

Протяженность подводящего трубопровода составляет – 17,805 км.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Выбор и обоснование трассы

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

- протяженность маршрута, исходя из наличия географически закрепленных источников и потребителей газа;
- топографических и геологических условий местности;
- требований сейсмологических, археологических и почвенных исследований – соответствия техническому заданию;
- условиям и требованиям государственных организаций и местных исполнительных органов;
- максимальным обходом запретных зон;
- требований нормативных документов РК.

Конструктивные характеристики трубопровода

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

Основные характеристики подводящего газопровода:

- 1 технологическая нитка;
- протяженность – 17,805 км;
- рабочее давление – 0,6 МПа;
- температура на выходе с АГРС №20 «Жанакогам» - от 0 °С до +15 °С;
- диаметр трубопровода – 500х45,4мм и 400х36,3мм;
- материал трубопровода – ПЭ 100 SDR 11;
- прокладка трубопроводов – подземная.

В состав подводящих трубопроводов входят:

- узел установки задвижки N1 диаметром 500 мм со счетчиком газа;
- узел установки задвижки N2 диаметром 200 мм(отвод на перспективу н/п Жанакогам, Норжанкогам, Актас, Боралдай);
- узел установки задвижки N3 диаметром 500 мм (отвод на перспективу н/п Карабулак);
- узел установки задвижки N4 диаметром 200 мм (отвод на перспективу н/п Кутарыз, Кызылжар);
- узел установки задвижек N5 (отвод диаметром 200 мм на перспективу н/п Оймауыт и отключающая задвижка диаметром 400 мм);
- узел установки задвижек N6 (отвод Ду200 на перспективу н/п Шапырашты, Колкент, Ширкин, Аксубад и отключающая задвижка Ду400);
- узел установки задвижки N7 диаметром 400 мм (отключающая);
- узел установки задвижки N8 диаметром 400 мм (отвод на перспективу н/п Комешбулак, Асыларык, Сарыарык).

Выбор труб и конструктивных элементов газопровода выполнен на основании расчетов и требований МСН 4.03-01-2003 «Газораспределительные системы» и МСП 4.03-103-2005 «Проектирование, строительство и реконструкция газопроводов с применением полиэтиленовых труб».

Газопровод высокого давления (II категории) запроектирован из полиэтиленовых труб ПЭ 100 ГАЗ SDR11 по ГОСТ Р 50838-2009 в подземном исполнении.

Толщина стенки полиэтиленовой трубы характеризуется стандартным размерным отношением номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки (SDR), который определяется в зависимости от давления в газопроводе, марки полиэтилена и коэффициента запаса прочности.

Согласно проведенным гидравлическим расчетам принят трубопровод диаметром 500х45,4 мм и диаметром 400х36,3 мм.

Подземная прокладка

Общая протяженность подводящего газопровода высокого давления 0,6 МПа из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 по ГОСТ Р 50838-2009 в подземном варианте

составляет 17,676 км, в том числе: диаметром 500х45,4 мм - 2,650 км, диаметром 400х36,3 мм -15,000 км, диаметром 280х25,4 мм протяженностью 0,002 км, диаметром 250х22,7мм – 0,024 км.

Надземная прокладка

Надземный газопровод предусмотрен из стальных труб по ГОСТ 10704-91 из спокойной стали марки 3, категории 2 по ГОСТ 10705-90. Общая протяженность подводящего газопровода высокого давления 0,6 МПа составляет 0,505 км, в том числе: диаметром 530х7,0 мм – 0,015 км, диаметром 377х6,0 мм – 0,490 км.

Соединительные детали и запорная арматура

Все соединительные детали из полиэтилена изготавливаются методом литья под давлением и прессованием, предназначенные для соединения труб по ГОСТ Р 50838 с использованием сварки нагретым инструментом встык и применяются для подземного газопровода.

Для присоединения полиэтиленовой трубы к стальной трубе используются неразъемные соединения «полиэтилен-сталь».

Неразъемные соединения «полиэтилен-сталь» изготавливают в заводских условиях по технической документации, утвержденной в установленном порядке, имеющих паспорт или сертификат, свидетельствующие об их качестве. Для неразъемных соединений «полиэтилен-сталь», используемых в особых грунтовых или климатических условиях, рекомендуется при изготовлении проведение испытаний на стойкость к осевой нагрузке.

Соединительные детали надземной части трубопровода применяются отводы по ГОСТ 17375-2001, переходы ГОСТ 17378-2001 г.

Проектом принято отключающее устройство ЗКЛ 30с541нж диаметром 400 мм класса герметичности С.

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

Переходы газопроводов через автомобильные дороги

Газопровод пересекает две дороги местного значения IV категории. Пересечение автодорог предусматривается в соответствии с техническими условиями организации, эксплуатирующей пересекаемые сооружения.

Газопровод при переходе через автомобильные дороги «Колкент-Карабулак» и «Аксукент-Колкент» прокладывается подземно в стальном футляре методом горизонтально-наклонного бурения. При пересечении дороги ул. Манлибаева газопровод проложен в ПЭ футляре методом горизонтально-наклонного бурения.

Подземный газопровод в местах пересечений с полевыми, гравийными дорогами проложен в полиэтиленовых футлярах открытым способом.

Футляры должны удовлетворять условиям прочности и долговечности. На одном конце футляра предусматривается контрольная трубка, выходящая под защитное устройство и устройство вытяжной свечи (для пересечения автодорог).

При пересечении газопровода автомобильных дорог глубина укладки газопровода при производстве работ методом горизонтально - наклонного бурения составляет 1,5 м.

В остальных случаях при производстве работ открытым способом глубина прокладки под автодорогами принята не менее 1,0 м от покрытия дороги до верхней образующей кожуха. Конец защитного кожуха должен быть выведен на расстояние не менее 2 м от подошвы насыпи.

Пересечение с подземными инженерными коммуникациями, водными естественными преградами

Пересечение подводящего трубопровода подземных коммуникаций (водопровод, канализация, электрические кабели и т.д.) осуществляется открытым способом в ПЭ футляре; пересечение воздушных линий электропередач – без футляра, с ручной разработкой грунта по 5 м в обе стороны от пересекаемой линии.

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

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Концы футляра должны выводиться на расстояние не менее 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений и коммуникаций. На одном конце футляра предусматривается контрольная трубка, выходящая под защитное устройство.

При переходе через канал «Теспе», реку Карасу и овраг в районе реки Аксу газопровод прокладывается на высоких опорах.

Опознавательные знаки

Обозначение трассы газопровода предусматривают: путем установки опознавательных знаков (в соответствии с положениями действующих нормативных документов на газораспределительные системы из металлических и полиэтиленовых труб) и укладки сигнальной ленты по всей длине трассы, при отсутствии постоянных мест привязки прокладка вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3 м) газопровода изолированного алюминиевого или медного провода сечением 2,5-4 мм^2 с выходом концов его на поверхность под ковер или футляр вблизи от опознавательного знака.

Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ» (по действующей нормативной документации) укладывается на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

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.

Предусмотрена весьма усиленная изоляция стальных футляров, переходы через автодороги, 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 железную дорогу предусмотрена активная защита от почвенной коррозии (протекторами ПМ-20У).

6.2.3 Строительные решения

На территории АГРС №20 оборудование размещено наземно на площадках из сборных железобетонных плит и в блок-боксах полной заводской готовности тоже расположенных на площадках из сборных железобетонных плит.

За основание для фундаментов и основание под плиты площадок для размещения оборудования, а также под плиты площадок для размещения блок-боксов принимается слой местного грунта, уплотненный на глубину не менее 1,5 м. Грунт уплотнять путем трамбования с применением трамбовки диаметром 2.4м, массой 10 т с высотой сбрасывания 10 м и числом ударов по одному следу 10...12 раз. Уплотнение вести при оптимальной влажности W_o =16,2% Грунт на нижней границе уплотнения должен иметь объемный вес в сухом состоянии не менее 1.6т/м^3.

Объемно-планировочные решения всех объектов приняты на основе их функционального назначения, с учетом санитарно-гигиенических требований, требований технологии, обеспечения взрыво- пожаробезопасности и охраны труда, а также с учетом унификации конструкций и района строительства.

Площадки, для размещения оборудования и под готовые блок-боксы, выполняются из сборных ж/бетонных плит по ГОСТ 21924.2-84. Плиты выполняются из бетона класса В25, W 4, F50 на цементе по ГОСТ 10178-85 и после установки в проектное положение защищаются искробезопасным покрытием «АЛЬФАПОЛ МИ» толщиной 20мм. Швы между плитами заполняются бетоном класса В25 на компонентах из искронедающих материалов мелкой фракции и на цементе по ГОСТ 10178-85.

На территории АГРС №20 оборудование размещено наземно на площадках из сборных железобетонных плит и в блок-боксах полной заводской готовности тоже расположенных на площадках из сборных железобетонных плит.

Конфигурация и размеры блок-боксов определены требованиями технологии: -Блок-бокс операторной-12,0х 5,6х 3,0(Н)м;

-Блок-бокс поточного анализа – 3,0х 3,0х 3,0(Н)м;

-Блок-бокс учета расхода газа – 6,0х 3,0х 3,0(Н)м;

-Блок-бокс подготовки теплоносителя – 8,0х 3,0х 3,0(Н)м;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

-Блок-бокс узла редуцирования – 8,5х 3,0х 3,0(Н)м;

Расстояние от пола до потолка ~ 2300 ±50мм.

Каркас - из стального горячекатаного фасонного профиля, обеспечивает жесткость и геометрическую неизменяемость при транспортировке и эксплуатации.

Блок-бокс должен быть защищен от воздействия внешней окружающей среды (атмосферы, температуры).

Стены

Наружные ограждающие конструкции - трехслойные, типа «СЭНДВИЧ» из стальных профилированных оцинкованных листов, с теплоизоляционным слоем из мин.ваты базальтового волокна, группы (НГ). Толщина листа профилированного 0,7 мм. по ГОСТ 24045-94.

Внешняя поверхность стеновой панели должна состоять из профилированного, оцинкованного, стального надежно закрепленного крепежными элементами. Внешняя сторона листа должна быть покрыта полимерной краской светло-серого цвета.

Перегородки

Гипсокартонные, заполненные теплоизоляцией толщиной 50мм.

Пол

Рама пола должна состоять из системы швеллеров и уголков, соединенных швеллерными прогонами, в которые укладываются деревянные лаги.

Наружная сторона уголков рамы должна быть покрыта атмосферостойкой краской.

Снизу прогоны должны быть подшиты стальными загрунтованными с двух сторон листами толщиной 1.0мм. На листы должны быть уложены последовательно гидроизоляция и теплоизоляция – URSA толщиной 100мм.

Затем к лагам должна крепиться загрунтованная с двух сторон фанера толщиной 15мм.

Покрытие

Каркас покрытия должен быть выполнен из уголка и швеллерных прогонов.

Внешняя сторона поверхности крыши должна состоять из оцинкованных металлических листов толщиной 1,0 мм.

Стыки листов между собой и с потолком должны обеспечивать надежную защиту от попадания осадков на потолок.

покрытие должны быть выполнены по следующей схеме (снизу-вверх):

- декоративная отделка
- полиэтиленовая пленка;
- теплоизоляция – 80мм;
- воздушная прослойка;
- деревянная доска (20-25мм);
- гидроизоляция;
- крашенный металлический лист.
- металлическая конструкция кровли.

Двери

Наружная дверь – стальная с теплоизоляционным слоем из мин.ваты доломитового волокна, группы (НГ), с уплотнителем. Обшивка из стального листа 1,5-2 мм.

Внутренняя дверь – деревянная, белого цвета.

Окна

Окна - стальные открывающиеся со стеклопакетом. С наружной стороны окна должны быть снабжены верхним и нижним водоотводами.

Уборная

Уборная блочно-модульная.

Выгреб – монолитный железобетонный.

Ограждение – из металлических сетчатых панелей по металлическим стойкам. Фундаменты под стойки – монолитные железобетонный столбчатые. Ворота в ограждении металлические.

Объемно-планировочные решения всех объектов приняты на основе их функционального назначения, с учетом санитарно-гигиенических требований, требований

технологии, обеспечения взрыво- пожаробезопасности и охраны труда, а также с учетом унификации конструкций и района строительства

Водозащитные мероприятия

Водозащитные мероприятия предусматривают:

- размеры котлованов понизу принимать не менее чем на 1м больше размеров здания по наружным граням фундаментов в каждую сторону;
- обратную засыпку пазух фундаментов выполнять, сухим непучинистым грунтом с оптимальной влажностью, отдельными слоями 20...25 см и уплотнением до плотности сухого грунта не менее 1.6т/м^3;
- устройство вокруг каждой площадки под оборудование и площадки для размещения блок-боксов водонепроницаемой отмостки, шириной 2.0м, из асфальтобетона толщ.30мм, по щебеночному основанию высотой 100 мм;

- во избежание застоя поверхностных вод и проникновения их в грунты во время строительных работ необходимо предусмотреть отвод поверхностных вод за пределы застраиваемой территории или предусматривать устройство дренажной системы.

Антикоррозионные мероприятия

Все строительные конструкции подлежат обязательной защите от коррозии коррозионно-стойкими материалами.

Защитные покрытия предусмотрены с учетом вида и степени агрессивности среды эксплуатации.

Защиту стальных строительных конструкций, изготавливаемых на заводе, следует осуществлять в заводских условиях.

Все бетонные и железобетонные изделия и конструкции выполняются из бетона на цементе по ГОСТ 10178-85 с маркой по водонепроницаемости W4, и маркой F50 по морозостойкости.

На наружные поверхности бетонных и железобетонных изделий и конструкций, соприкасающихся с грунтом, наносится гидроизоляция из двух слоев горячего битума по одному слою холодной битумной огрунтовки.

Надземные поверхности стальных элементов конструкций подлежат окрашиванию лакокрасочными пентафталевыми эмалями марки ПФ-115 в два слоя по грунтовке ГФ-021.

Подготовку под подошвами фундаментов, выполнять превышающей габариты подошвы на 100 мм из бетона класса В 7,5,W4, F50 на цементе по ГОСТ 10178-85, толщиной 100 мм. Подготовку под сборные ж/бетонные плиты выполнять из щебня фракции 40...50 мм, толщиной 250 мм.

Мероприятия по электро-, взрыво-, и пожарной безопасности

Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление и зануление металлических частей. Защитные меры электробезопасности выполнены в объеме, предусмотренном ПУЭ.

При окраске конструкций следует соблюдать требования ГОСТ 14202-69.

6.2.4 Инженерное оборудование, сети и системы

6.2.4.1 Водоснабжение и канализация

Водоснабжение и канализация АГРС№20 выполнено в соответствии с требованиями технического задания и согласно нормативных документов:

- СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения»;
- СНиП РК 4.01-41-2006* «Внутренний водопровод и канализация»;
- СН РК 4.01.03-2011 «Водоотведение. Наружные сети и сооружения»;

Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» (Постановление Правительства 18 января 2012 года № 104);

Проектом предусмотрены следующие системы:

- хозяйственно-питьевое водоснабжение;
- местная (закрытая) система горячего водоснабжения;
- хозяйственно-бытовая канализация.

Хозяйственно-питьевое водоснабжение

Ввиду отсутствия источника водоснабжения предусматривается привоз воды автотранспортом (водовозами) из с.Жанакогам.

Для обеспечения обслуживающего персонала площадки АГРС №20 питьевой водой предусматривается привозная бутилированная вода.

Для обеспечения площадки АГРС №20 водой хозяйственно-бытового назначения для санитарно-технических приборов (душевой, мойки, унитаза) в блоке операторной в помещении «топочная» предусмотрен бак для хранения воды ёмкостью 300 л.

Пополнение запаса воды осуществляется по мере потребления, для этого ёмкость для хранения воды снабжена поплавковым уровнемером.

Расход воды на хозяйственно-питьевые нужды проектируемой площадки составляет 1,560 м^3/сут.

Местное горячее водоснабжение

Местная система горячего водоснабжения предназначена для подачи горячей воды к санитарно-техническим приборам. Горячая вода готовится в помещении «топочная» блока операторной. Для приготовления горячей воды предусмотрен бойлер и котел (поставка завода-изготовителя).

Хозяйственно-бытовая канализация

Хозяйственно-бытовая канализация предусмотрена для отвода хозяйственно-бытовых сточных вод от санитарно-технических приборов здания операторной, блочного типа. Канализационные стоки от санитарно-технических приборов поступают в выгреб. Выгребная яма находится под уборной. Вывоз фекальных сточных вод предусмотрен по мере наполнения выгребной ямы, с помощью ассенизаторной машины в места, согласованные с санитарно-эпидемиологической инспекцией.

Уборная заводского изготовления из металлокаркаса.

Проектируемые сети наружной канализации приняты из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом (ВЧШГ), ø100 согласно ТУ1461-037-50254094-2008.

Водопотребление и водоотведение

Наименование потребителей	Ед. изм.	Измеритель	Норма водопотребления, л/сут	Водопотребление				Водоотведение				Дней в году
				л/с	м^3/час	м^3/сут	м^3/год	л/с	м^3/час	м^3/сут	м^3/год	
Операторная	1чел. в сутки	1	25	0,15	0,13	1,56	569,4	0,15	0,13	1,56	569,4	365
В том числе: горячей воды				0,1	0,08	0,96	350,4	0,1	0,08	0,96	350,4	365

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

	1душ. сетка в смену	1	500	2,42*	2,4*	0,795*		2,42*	2,4*	0,795*		
Итого из системы х/п водоснабжения				0,15	0,13	1,56	569,4	0,15	0,13	1,56	569,4	365

Таблица 3

*- в основной расчет не учитывается

6.2.4.2 Теплоснабжение. Отопление и вентиляция.

Объекты АГРС №20 «Жанакогам» подлежащие теплоснабжению предусмотрены в блочном исполнении.

Теплоснабжение объектов АГРС №20 «Жанакогам», а именно блок учета расхода газа, блок переключения, блок редуцирования, блок подготовки теплоносителя, узел подогрева, осуществляется от газовой котельной в блочно-модульном исполнении, расположенной в блоке подготовки теплоносителя, расчетной мощностью 1,946 МВт.

Котельная оборудована двумя водогрейными котлами Laars-4050 тепловой мощностью 973 кВт каждый в комплекте с горелкой, насосами и другим вспомогательным оборудованием.

Для работы котлов к блоку подготовки теплоносителя подводится природный газ с давлением 2 кПа по ГОСТ 5542-87. Газ через термозапорный клапан, отсечной электромагнитный клапан подаётся в комплекс для измерения количества газа СГ-ТК1(2)-Р-160 на базе ротационного счетчика газа RVG G100 и корректором объема газа ТС-220. Шаровые краны отключают счётчик для поверки, обслуживания и ремонта. После счётчика, через шаровые краны, 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.

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 90/70°С, содержание кислорода не более 0,05…1,1 г/м^3.

Циркуляция теплоносителя в контуре теплоснабжения принудительная с помощью двух электронасосов (рабочий и резервный) GRUNDFOS» TP 100-200/4, 3×400В,50 Гц, 7500 Вт.

Для очистки теплоносителя перед входом в циркуляционные насосы установлен фильтр.

Узел подогрева теплоносителя заполняется и подпитывается как ручным насосом РК-2 так и электрическим насосом Бурун СХ 3,6/4-0,75/2 750Вт из подземной ёмкости для теплоносителя через дренажный патрубок коллектора подпитки. Подземная ёмкость теплоносителя объёмом 5м^3 поставляется совместно с блоком подготовки теплоносителя.

Отвод дымовых газов от котлов осуществляется по двум металлическим дымовым трубам диаметром 900мм и высотой 10м с газоходами со взрывным клапаном. В нижней части труб предусмотрены заглушки для осмотра трубы и слива конденсата.

Блок операторной поставляется с собственной котельной, расположенной в помещении топочной. Котельная оборудована настенным газовым котлом Vaillant turbo

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

TEC plus VU int 282/3-5 N=25 кВт, в комплекте с горизонтальной концентрической системой дымохода/воздуховода (AE 60/100) высотой 5м, комплектом для подключения водонагревателя к котлу, группой безопасности, датчиком температуры емкостного водонагревателя, автоматическим регулятором отопления VRC 470/3, модулем «2 из 7» для управления внешними устройствами, емкостным водонагревателем косвенного нагрева, самовсасывающей установкой водоснабжения с гидроаккумулятором на 20л и другим вспомогательным оборудованием.

Расчетная тепловая нагрузка на блоки

Наименование здания	Объем, м³	Наруж. т-ра tн, °С	Расход тепла, кВт		
			Отопл.	Технолог. нужды	Общ.
Узел подогрева газа	-	-15	-	1884	1884
Блок учета расхода газа	54		3,65	-	3,65
Блок переключения	45		5	-	5
Блок редуцирования	100		5,6	-	5,6
Блок подготовки теплоносителя	81		7,74	-	7,74
Всего на котельную блока подготовки теплоносителя:			**21,99**	**1884**	**1905,99**
Блок операторной с **собственной котельной**	172		25*	-	25
Блок автоматической одоризации **(электрообогрев)**	8,5		1	-	1
*Максимальный расход включая горячее водоснабжение					

Тепловые сети

Схема внутриплощадочных тепловых сетей к блокам принята двухтрубная, тупиковая.

Трубопроводы тепловых сетей к блокам прокладываются надземно на высоких опорах.

Компенсация тепловых удлинений осуществляется углами поворота трассы.

Трубопроводы - из труб стальных электросварных по ГОСТ 10704-91.

Изоляция труб - матами из стеклянного штапельного волокна «URSA» марки М25 толщиной 60 мм, с покрытием по изоляции тонколистовой оцинкованной сталью.

Антикоррозийное покрытие трубопроводов эмалью КО-814.

Общая длина трубопроводов (надземная прокладка) – 189 м

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.

Кратность воздухообмена в помещениях АГРС обеспечена в соответствии с требованиями СТ РК 1916-2009:

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 должна обеспечивать 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 сплит-системой.

В блоке автоматической одоризации отопление электрическое.

6.2.4.3 Электроснабжение и электрооборудование

Электроснабжение объектов рабочего проекта разработано на основании задания на проектирование, техническими условиями, в соответствии со следующими действующими нормами, правилами:

- технические условия № 01-1867 от 10.07.2013 г., выданные ТОО «Онтустик Жарык Транзит»;
- СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВСН 332-74 «Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон»;
- СН РК 2.04-29-2005 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»;
- СНиП РК 2.04-05-2002* «Естественное и искусственное освещение»;
- СН РК 4.04-19-2003 «Инструкция по проектированию силового и осветительного оборудования промышленных предприятий»;
- СНиП РК 4.04-10-2002 «Электротехнические устройства»;
- СТ РК 1916-2009 «Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию»;
- СТ ГУ 153-39-087-2006 «Инструкция по проектированию зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности» (как справочное);
- СТ ГУ 153-39-186-2006 «Определение категорий помещений и зданий взрывопожарной и пожарной опасности» (как справочное).

Согласно ПУЭ и норм технологического проектирования электроприёмники АРГС№20 относятся к I-ой категории по надёжности электроснабжения.

В объём данного раздела рабочего проекта входят следующие вопросы:

- наружное электроосвещение;
- молниезащита и заземление;
- электроснабжение внеплощадочное;
- электроснабжение внутриплощадочное;
- инженерно-технические мероприятия и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций.

Основные технические показатели по площадке автоматизированной газораспределительной станции АГРС №20

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	Напряжение:			
	- силовых токоприёмников;	В	380	
	- осветительных установок.	В	380/220	
	Протяженность воздушной линии 10кВ	км	1,025	
	Протяженность кабельных линий 0,4кВ	км	1,880	
2	Установленная мощность -			
	общая на стороне 0,4кВ:	кВт	38,0	
	- в т. ч. силового оборудования;	кВт	28,0	
	- электроосвещения;	кВт	10	

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	- в т. ч. наружное освещение.	кВт	6,4	
3	Расчётная потребляемая мощность:			
	- на стороне 0,4кВ;	кВт	32,0	
	- в т. ч. силового оборудования;	кВт	18,7	
	- электроосвещения.	кВт	9,3	
4	Годовой расход электроэнергии	кВт/год	140160	

Источники и схема электроснабжения

Для электроснабжения АГРС №20 предусматривается прокладка ВЛ-10 кВ с применением самонесущих изолированных проводов (СИП) от существующей промежуточной опоры воздушной линии электропередач ВЛ-10кВ фидер «Жамбул» ПС 35/10 кВ «Карабулак», с установкой устройства ответвления на существующей опоре.

ВЛ-10 кВ выполнена на железобетонных опорах и проложена от проектируемой ВЛ-10 кВ до однотрансформаторной комплектной трансформаторной подстанции КТПН-10/0,4кВ с масляным трансформатором 63 кВа.

КТПН-10/0,4кВ с воздушным вводом установлена на территории АГРС №20. Длина воздушной линии составляет – 1025 м.

Для резервного питания в качестве второго источника применена газопоршневая электростанция ГПУ в контейнере мощностью 52 кВт. На время включения электростанции, электропотребление электроприемников I категории надежности подключенных к шкафу ШКУ, осуществляется от источника бесперебойного питания ИБП. Для подключения электроприемников АГРС №20 в здании операторной установлен шкаф ШВУ-0,4 кВ с АВР питающий потребителей II категории и потребителей I категории через шкаф ШКУ. ШВУ запитан двумя кабельными линиями с медными жилами, от комплектной трансформаторной подстанции КТПН-10/0,4 кВ и от газопоршневой установки ГПУ.

Учет потребляемой электроэнергии предусмотрен многотарифным электронным счетчиком электрической энергии типа EMS-135/51/4, адаптированным к считывающим устройствам АСКУЭ, который устанавливается в КТП-63-10/0,4кВ.

Внутриплощадочные электрические сети

Внутриплощадочные электрические сети выполнены силовыми кабелями марки ВБбШв и контрольными кабелями марки КВБбШв, прокладываемыми по кабельным конструкциям железобетонных лотков и в траншеях.

Прокладываемые кабеля защитить на всем протяжении кирпичом, в местах пересечения защитить асбестоцементными трубами. Подключение блоков и узлов, поставляемых комплектно, выполнено согласно рекомендуемым данным завода изготовителя.

Силовое электрооборудование

К силовым электроприёмникам относятся электродвигатели насосов, вентиляторов, оборудование КИПиА и электрообогрев технологических трубопроводов. К силовым электроприёмникам на территории АГРС относятся технологические насосы и горелки блока подготовки теплоносителей, электрообогреватели Оша, греющие кабеля Узла очистки газа, аварийные вентиляторы, оборудование автоматики САУ ТП и связи, приборы учета расхода газа.

В качестве распределительного устройства принят шкаф вводно-учетный ШВУ индивидуального исполнения. ШВУ оборудован АВР, переключающий между основным питанием от РУ-0,4кВ КТПН-10/0,4кВ и резервным питанием от РУ-0,4кВ Газопоршневой установки ГПУ.

Блоки и узлы, расположенные на территории АГРС являются законченными устройствами и подключаются через кабельные вводы, выполненные в фальшполу.

Силовые и контрольные сети выполнены кабелями с медными жилами.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Наружное электроосвещение

Рабочее наружное электроосвещение на площадке АГРС выполняется прожекторами с натриевыми лампами мощностью 400 Вт, установленными на прожекторных мачтах, на высоте 22,8 м. Управление освещением предусмотрено от ящика управления освещением ЯУО, установленного в помещении рабочего места оператора. На прожекторной мачте установлен ящик с автоматическим выключателем во взрывозащищенном исполнении. Включение освещения производится автоматически и зависит от уровня естественного освещения.

Охранное освещение, совмещено с аварийным освещением, выполняется консольными уличными светильниками типа РКУ40-125 с лампами ДРЛ-125 Вт. Светильники устанавливаются на стальных опорах - стойка СТ-8-3. Внутри стоек установлены автоматические выключатели, клемные колодки. Управление охранным освещением предусмотрено обслуживающим персоналом с кнопочных постов ящика ЯУО2 и автоматически от фотореле, установленного в помещении рабочего места оператора.

Кабеля наружного освещения с медными жилами проложить в траншеях и по кабельным лоткам железобетонных лотков совместно с силовыми кабелями электроснабжения.

Молниезащита

Молниезащита сооружений объекта по классификации относится ко II категории и защищает эти сооружения от прямых ударов молнии, вторичных проявлений молнии и заноса высоких потенциалов через наземные (надземные) и подземные металлические коммуникации путём присоединения их к заземлителю от прямых ударов молнии.

Защита от прямых ударов молнии выполняется с помощью молниеприемников установленных на прожекторных мачтах.

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 40х4мм. В качестве защитного зануления используются дополнительные жилы кабелей путём присоединения их к нулевой шине распределительных щитов и металлическим частям электрооборудования.

Наружный контур заземления выполнен из горизонтальных электродов из стальной полосы 40х4 мм и вертикальных электродов из стальных уголков 50х50х5 мм длиной 2,5 м, которые вбиваются в землю ниже глубины – 0,5м. Соединения вертикальных и горизонтальных электродов выполняются сваркой. Сопротивление растеканию заземляющего контура в любое время года должно быть не более 4 Ом. Если при замерах сопротивление окажется более 4 Ом, то требуется дополнительно вбить вертикальные электроды.

Для защиты от электростатического электричества предусмотрено присоединение технологических трубопроводов и оборудования узлов к наружному контуру заземления.

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 4 Ом.

Защита от статического электричества

Защита от статического электричества выполняется 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 перемычками.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Системы связи и сигнализации

Для обеспечения надежной и безопасной работы проектируемой АГРС №20 «Жанакогам», газопровода-отвода, как части магистрального газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент», предусматривается строительство современных средств технологической связи.

Средства связи должны обеспечить организацию производственной телефонной связи, диспетчерской связи, УКВ радиосвязи, технологической связи, передачи данных, резервной спутниковой связи.

Для подключения проектируемых средств связи к СПТС МГ предусмотрен ВОЛС, а именно предусмотрена прокладка 8-ми волоконного оптического кабеля (ВОК) без металлической составляющей в полиэтиленовой трубе в грунте на расстоянии 8-ми метров с левой стороны по ходу газа вдоль газопровода-отвода (ГО). Трасса газопровода-отвода проходит по части пролювиально-аллювиальной равнины, расположенной к северу от Угамского хребта. Подробное описание трассы по участкам представлено в отчете по инженерным изысканиям.

ВОК проложен от шкафа с оборудованием волоконно-оптической связи МГ, находящегося в Укрытии для оборудования (шелтор) на КУ №46 (1420,8км) МГ, до блока операторной АГРС №20 на глубине 1,2 метра в защитной полиэтиленовой трубе диаметром 40 мм, толщиной стенки 3,5 мм.

Шелтор с установленным в нем оборудованием связи предусмотрены в проекте «Корректировка проектно-сметной документации «Строительство газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент» (Второй участок газопровода «Казахстан-Китай») (I и II этапов второго участка). ВОК заведен в Блок операторной через кабельный ввод, предусмотренный заводом-изготовителем, в помещение «Операторная», где будет установлен телекоммуникационный шкаф для оборудования связи. Далее ВОК проложен по кабельным лоткам с учётом радиуса изгиба до телекоммуникационного шкафа и заведен в шкаф. ВОК с двух сторон расключен на оптические кроссы.

Общая длина ВОК с учетом монтажа, запаса на оптических муфтах и на вводах в помещение для оборудования связи и автоматизации в Блоке операторной и шелторе составит – около 6 километров.

Решения по станционной части

На АГРС №20 «Жанакогам» предусмотрена производственно-технологическая связь с организацией и установкой следующих видов связи, сетей передачи данных, систем безопасности:

- линейно-диспетчерской радиотелефонной связи УКВ диапазона на частоте 403-520МГц;
- спутниковой резервной связи;
- телефонной связи оператора с абонентами сети, расположенными на предприятиях, подразделениях и производственных участках вдоль всей трассы МГ посредством IP-телефонии;
- обеспечение каналами передачи данных от САУ ТП ГРС на диспетчерский пункт МГ.

Согласно СТ РК 1916-2009 и ТУ от 16.08.2013г. исх. 37/1301-236 выданных Сайрамским РПУТ связь оператора АГРС №20 «Жанакогам» с потребителем газа осуществляется при помощи телефонной сети общего пользования через АТС н.п. Карабулак. В Блоке операторной предусмотрена установка терминала с подключенным к нему аналоговым телефоном. Терминал работает по технологии WLL CDMA 450 МГц.

Автоматизация комплексная

Для автоматизации газораспределительной станции №20 «Жанакогам» предусмотрена САУ ТП ГРС заводского изготовления с блоком резервного питания, предназначенного только для нужд САУ ТП ГРС.

Система автоматизированного управления технологическими процессами (САУ ТП ГРС) предназначена для осуществления:

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- контроля и управления технологическими процессами на ГРС посредством сбора информации о состоянии технологических параметров от первичных приборов (с выводом аналоговых сигналов «4-20 мА», и дискретных сигналов типа «сухой контакт»);

- анализа ситуации и выдачи сигналов управления на исполнительные механизмы согласно заложенному алгоритму.

Конструктивно САУ ТП ГРС состоит из шкафа контроля и управления и шкафа вводно-учетного, которые располагаются в блоке «операторная».

САУ ТП ГРС обеспечивает:

- непрерывный автоматический контроль технологических параметров;

- реализацию функций защиты;

- дистанционное и автоматическое управление основным и вспомогательным оборудованием газораспределительной станции, обеспечивающим подачу газа потребителям в необходимом количестве с заданными параметрами.

САУ ТП ГРС предназначена для функционирования в составе интегрированной автоматизированной системы управления технологическими процессами газотранспортного предприятия, с возможностью обеспечения взаимодействия с диспетчерским пунктом по каналам связи системы линейной телемеханики или по промышленной вычислительной сети.

САУ ТП ГРС является проектно-компонуемым изделием, состав и количество функциональных устройств которого определяется заказом в соответствии с требуемой конфигурацией ГРС.

Модульный принцип построения архитектуры САУ ТП ГРС обеспечивает простую адаптацию системы под необходимые требования, позволяет осуществлять развитие, наращивание и модернизацию системы в процессе ее эксплуатации.

Информационные функции

К информационным функциям САУ ТП ГРС относятся:

- автоматический сбор информации от датчиков технологических параметров;

- автоматический сбор и обработка информации о режимах работы, состоянии основного и вспомогательного оборудования и положении запорной арматуры, в том числе:

- запорной арматуры узлов переключения и редуцирования;

- подогревателей газа;

- систем пожарообнаружения (пожарная сигнализация), контроля загазованности (система газоанализа);

- систем отопления, вентиляции, охранной сигнализации.

- формирование сигнализации о предаварийных и аварийных ситуациях, несанкционированном изменении состояния технологического оборудования, отклонения параметров за пределы технологических установок;

- отображение информации и сигнализация о нештатных ситуациях на оперативной панели (панели контроля и управления) шкафа автоматики или на экране дисплея АРМ оператора ГРС;

- измерение расхода газа с накоплением данных о часовых, суточных, месячных и годовых расходах газа по потребителям ГРС;

- интеграция с коммерческими вычислителями расхода газа;

- обмен информацией с удаленным и (или) местным АРМ оператора по интерфейсным каналам связи;

- регистрация, архивирование информации о состоянии ГРС, аварийных сообщений, действий оператора при управлении объектами с глубиной ретроспективы не менее 30 суток на АРМ оператора, ведение аварийного архива на контроллерном оборудовании.

Управляющие функции

К управляющим функциям САУ ТП ГРС относятся:

- автоматическая реализация алгоритмов управления исполнительными механизмами;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- дистанционное управление запорной арматурой и другими технологическими объектами с оперативной панели и (или) с АРМ оператора в соответствии с регламентом работы ГРС;

- автоматическое управление по защитам, в том числе: автоматическое включение резервных ниток редуцирования при выходе из строя одной из рабочих, отключение вышедших из строя редуцирующих ниток;

- автоматическое включение аварийной вытяжной вентиляции при загазованности помещений.

Количество входных и выходных сигналов САУ ТП ГРС, тип и диапазон измерения датчиков уточняются при заказе оборудования и пусконаладочных работах на объекте. Объем информации, передаваемый на верхний уровень и в систему телемеханики, а также формы отображения информации на АРМ оператора определяются при разработке программного обеспечения САУ ТП ГРС.

Функции АРМ оператора ГРС

Для осуществления контроля и управления технологическими процессами на ГРС, для отслеживания работы САУ ТП ГРС и для возможности осуществления работы САУ ТП ГРС в режиме дистанционного управления предусматривается автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, необходимое для выполнения следующих функций:

- отображение на мониторе мнемосхем крановой обвязки и технологического оборудования ГРС в форме видеокадров, выполненных по принципу многоуровневого вложения от общего к частному;

- визуализация на мониторе информации от датчиков и сигнализаторов о состоянии технологического оборудования ГРС, а также информации, поступающей от локальных САУ в реальном масштабе времени (подогревателей газа и других);

- регистрация и архивирование информации с согласованной глубиной ретроспективы о состоянии крановой обвязки ГРС, состоянии технологического оборудования, аварийных и предаварийных ситуациях, действиях оператора (по управлению технологическим оборудованием, изменению установок технологических параметров);

- представление информации на мониторе в виде журналов сообщений и событий, рапортов и трендов для анализа истории хода технологического процесса;

- генерация сменных ведомостей в виде твердых копий по запросу оператора;

- выполнение расчетных задач в объеме и по формулам, представляемым заказчиком;

- обеспечение механизма регистрации пользователей для защиты от несанкционированного управления технологическим оборудованием ГРС;

- дистанционное управление технологическим оборудованием ГРС;

- выполнения команд оператора (изменение установок) при работе САУ ГРС в автоматическом режиме, если они не предусмотрены алгоритмами управления;

- отображение и регистрация учета расхода газа по нескольким замерным узлам (мгновенного, суточного, месячного расхода), изменение конфигурационных параметров, в том числе с учетом химического состава газа.

САУ ТП ГРС рассчитана для работы в непрерывном режиме без постоянного обслуживания, но с проведением регламентных работ в период плановых остановок и ревизии технологического оборудования ГРС.

САУ ТП ГРС обеспечивает работу в режимах:

- автономного функционирования;
- дистанционного управления;
- централизованного управления.

Автономное функционирование

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

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Дистанционное управление

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.

Централизованное управление

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

Интерфейс пользователя САУ ТП ГРС

САУ ТП ГРС обеспечивает отображение хода технологического процесса на сенсорной панели контроля и управления оператора.

На основном экране представлена общая технологическая схема оборудования ГРС с отображением текущего состояния оборудования и технологических параметров. Отдельная область экрана отведена для индикации таких аварийных состояний, как «Авария», «Пожар», «Охрана» и другие. В нижней части экрана размещены кнопки навигации, позволяющие пользователю перемещаться между мнемосхемами и вызывать окна настройки установок и других параметров системы. Управление запорной арматурой (пневматическими кранами, электромагнитными клапанами) производится непосредственно с помощью мнемознаков оборудования.

Для доступа к управлению оборудованием пользователь должен ввести свое имя и пароль при помощи встроенной клавиатуры. Являясь многопользовательской системой управления, система допускает к управлению только пользователей, имеющих специальное разрешение и соответствующий уровень доступа. Подсистема администрирования системы позволяет вместе с зарезервированными системными разрешениями (управление, квитирование тревог и др.) использовать дополнительные уровни доступа, что дает возможность разделить доступ пользователей к конфигурации отдельных частей системы. Например, можно разделить права доступа к модификации параметров между работниками службы КИПиА и службы метрологии таким образом, чтобы работники могли модифицировать только те настройки системы, которые относятся к их службе.

Коммуникационные возможности

Обмен данными САУ ТП ГРС с оборудованием КП телемеханики осуществляется по стандартным промышленным интерфейсам последовательной связи типа RS232/RS485 (открытый протокол передачи данных Modbus RTU). САУ ТП ГРС выступает в режиме ведомого устройства (SLAVE) по отношению к диспетчерскому пункту (MASTER)

Для обмена с вышестоящими и смежными системами используются протоколы передачи данных Modbus RTU, Modbus TCP/IP, MPI(Siemens), Profibus DP, ProfiNet.

САУ ТП ГРС обеспечивает передачу в дом оператора 11 расшифрованных аварийных и принудительных сигналов о состоянии работы ГРС, 8 расшифрованных аналоговых параметров и 4 сигнала управления средствами УДКС (устройство дистанционного контроля и сигнализации).

Для взаимодействия с оборудованием электроснабжения, электрохимической защиты (ЭХЗ), не входящего в комплект поставки блоков АГРС, зарезервированы соответствующие дискретные и аналоговые входы/выходы, порты RS-232/485 для передачи данных по протоколу Modbus.

Система газоанализа

Для предотвращения повышения предельно допустимых концентраций (ПДК) и для контроля довзрывной концентрации (ДВК) газов на узлах и блоках, входящих в состав АГРС проектом предусматриваются газосигнализаторы СГОЭС (детектор взрывоопасных газов, датчик контроля загазованности).

Газосигнализаторы подключаются к контроллеру газовой сигнализации, который располагается в блоке «операторная».

Система газоанализа обеспечивает постоянный контроль на узлах и блоках, входящих в состав АГРС. При повышении концентрации взрывоопасных газов до

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

величины, превышающей 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР), подается предупреждающий световой и звуковой сигнал на узле или блоке, а также передается сигнал в систему САУ ТП ГРС для отображения информации на АРМ оператора. При повышении концентрации газа до величины, превышающей 50 % НКПР, контроллер газовой сигнализации передает управляющий сигнал в систему САУ ТП ГРС для локализации узла или блока, а также для включения аварийной вытяжной вентиляции, предусмотренной в помещениях блоков.

По контролю загазованности САУ ТП ГРС обеспечивает выполнение следующих функций:

- непрерывный контроль и световая сигнализация загазованности помещений ГРС категорий А и Г;
- автоматическое включение вытяжной вентиляции;
- закрытие электромагнитного клапана на трубопроводе подачи газа на отопительные агрегаты при загазованности в отсеке подготовки теплоносителя;
- сигнализация о загазованности помещений и неисправности прибора сигнализации загазованности.

Охранная и пожарная сигнализация

Охранная сигнализация АГРС реализована на базе охранных датчиков ИО 102-26/В магнитоконтактный. Датчик устанавливается на дверь. Сигналы от извещателей охранной сигнализации заведены в САУ ТП ГРС.

Сигналы от извещателей пожарной сигнализации заведены на прибор пожарной сигнализации «Яхонт-16И», а с прибора в контроллер САУ ТП ГРС. Пожарные извещатели ИП 101 1Exd[ia]IICT4/T5/T6X выполнены в искробезопасном исполнении, что является достаточным для обеспечения искробезопасной цепи и не требует установки барьеров искрозащиты.

В отсеках категории А применяются извещатели пожарные тепловые взрывозащищенные (пассивные) ИП 101 1Exd[ia]IICT4/T5/T6X, 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.

Передача тревожных извещений о пожаре на пульт диспетчера ЛПУ МГ осуществляется посредством УДКС4615Р-01.

По охранной и пожарной сигнализации САУ ТП ГРС обеспечивает выполнение следующих функций:

сигнализация о нарушении блокировки дверей, пожара в помещениях, неисправности прибора охранно-пожарной сигнализации, несанкционированное проникновение в помещения;

блокировку вытяжных вентиляторов при пожаре;

закрытие электромагнитного клапана на трубопроводе подачи газа на отопительные агрегаты при пожаре в отсеке подготовки теплоносителя.

Решения по автоматизации и размещению оборудования САУ ТП ГРС

Объектами контроля и управления САУ ТП ГРС являются:

- блок учета расхода газа;
- блок переключения;
- узел очистки газа;
- узел подогрева газа;
- блок подготовки теплоносителя;
- блок редуцирования газа;
- узел учета расхода газа;
- блок автоматической одоризации газа (БАОГ);
- блок операторной;
- емкость сбора конденсата объемом 2,0м^3;
- емкость одоранта объемом 2,5м^3.

К предусматриваемым техническим средствам САУ ТП ГРС обеспечен удобный подход для их осмотра и замены, также обеспечена возможность замены блоков и

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

отдельных датчиков, расположенных вне опасных зон, без останова основных технических средств ГРС.

Применяемые датчики давления и температуры имеют погрешность не более 0,25% и стандартный аналоговый выход 4-20 мА.

Для управления кранами ГРС применены узлы ЭПУУ.

На датчиках давления и узлах управления предусмотрена установка диэлектрических вставок.

Электропитание системы автоматизации

Согласно п. 9.11.3 СТ РК 1916-2009 2 «... САУ, устройства контроля загазованности и устройства коммерческого учета газа относятся к первой категории надежности и должны иметь электроснабжение от двух независимых источников: ввод от сети 230/400 В (основной источник) и агрегат бесперебойного питания (АБП) с аккумуляторной батареей (резервный источник)».

Для организации резервного питания аппаратуры контроля использованы гелиевые аккумуляторные батареи и преобразователь, который следит за зарядом батарей и производит автоматический переход на резерв.

В САУ ТП ГРС входит источник бесперебойного питания, обеспечивающий работу САУ при отсутствии напряжения на основном источнике питания – не менее 24 часов, включая 1час управления кранами.

По узлу электропитания САУ ТП ГРС обеспечивает выполнение следующих функций:

бесперебойное питание, за счет источника бесперебойного питания для САУ ТП ГРС;

состояние источника бесперебойного питания САУ ТП ГРС (разряд АБ).

Электрохимическая защита (ЭХЗ)

Предусмотрены решения по защите от коррозии:

- газопровода-отвода;
- подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов на АГРС №20 «Жанакогам»;
- стальных футляров на пересечениях подводящих сетях с автомобильными и железными дорогами, а также на пересечениях с инженерными коммуникациями.

ЭХЗ по газопроводу-отводу

Предусмотрена активная защита от почвенной коррозии газопровода-отвода и осуществляемая установкой катодной защиты.

Станция катодной защиты предусматривает установку станции катодной защиты, размещаемую около блока «операторная» на территории АГРС №20 «Жанакогам».

Количество выпрямителей выбирается согласно расчетам исходя из средних показателей удельного сопротивления грунта (10,0-30,0 Ом·м), с учетом минимального повреждения изоляции трубопровода при его укладке (1%).

Выпрямители катодной защиты имеют высокие эксплуатационные характеристики, в том числе автоматическое поддержание защитного потенциала в заданных пределах. Мощность СКЗ выбрана с запасом 50 % на момент включения, согласно СТ РК 1916-2009 «Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию», обеспечивающим увеличение требуемого тока защиты и выходного напряжения вследствие старения изоляции и растворения анодных заземлителей (АЗ).

Согласно СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», а также на основании проведенного вертикального электрического зондирования в качестве анодных заземлителей катодной защиты для газопровода-отвода рекомендуется применить поверхностные (подпочвенные) электроды вертикального заложения глубиной до 5м на участках со средним удельным электрическим сопротивлением грунта до 100 Ом·м используя высококремнистый чугун или электроды с электрографитовым содержанием.

Конструкция анодных заземлителей собирается в гирлянду из 20-ти упакованных электродов ЭГТ располагаемых в скважине, на глубине 1,02 м до верха АЗ.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Количество электродов рассчитано на нормативный срок службы А3, с учетом коэффициента растворения материала электрода. При расчете среднее удельное электрическое сопротивление грунта принималось 10,0-30,0 Ом·м, что соответствует высокой и низкой коррозионной агрессивности грунта на участке трассы прохождения газопровода-отвода.

Согласно расчета анодные заземлители располагаются в 200-х метрах от газопровода-отвода, вне зависимости от характеристик грунта и плотности катодного тока в конкретном месте, потому как на всей территории под строительство газопровода-отвода, инженерно-геологические условия однородные, соответственно удельное электрическое сопротивление грунта в месте расположения анодного заземления будет не более 30 Ом.

Номинальный расход материала заземлителя составляет 1,2 кг/А·год. Срок службы анодного заземления рассчитан на весь эксплуатационный период газопровода – 30 лет. Контроль параметров анодных заземлителей и подключение к установкам катодной защиты необходимо выполнить через контактные устройства в контрольно-измерительных пунктах.

ЭХЗ АГРС

Станции катодной защиты и анодное заземление

Система катодной защиты подземных коммуникаций площадки АГРС №20 «Жанакогам» предусматривает установку двух станций катодной защиты (СКЗ) - основную и резервную с обеспечением автоматического перевода при отказе основной. СКЗ размещаются на территории АГРС около блока «операторная» на открытом воздухе вне взрывоопасной зоны.

Постоянный электрический ток для системы катодной защиты подземных стальных коммуникаций обеспечивается трансформаторами – выпрямителями. Электроснабжение станции катодной защиты выполняется от низковольтного щита (шкафа) напряжением 380 В, 50 Гц, переменного тока.

Анодные заземления при катодной поляризации для подземных стальных коммуникаций АГРС №20 «Жанакогам» предусматриваются распределенные вертикальные подпочвенные электроды, расположенные в скважинах глубиной до 5 м. Предназначенные в качестве дополнительной защиты электроды рассредоточены по территории площадки возле защищаемых трубопроводов на расстоянии пяти диаметров трубы от них.

Система ЭХЗ подземных емкостей

В целях предотвращения коррозии указанных заглубленных стальных емкостей, проектом предусматривается гальваническая протекторная защита.

Количество протекторов для каждого резервуара рассчитано индивидуально с учетом нормативного срока службы протекторов, диаметра и длины проектируемого резервуара.

Протекторы устанавливаются горизонтально в грунт и закладываются на глубину ниже промерзания грунта.

Подключение групповых протекторных установок к резервуарам выполняется через контрольно-измерительные пункты и регулируемое сопротивление (определяется в ходе пуско-наладочных работ), закрепленное на стойке контрольно-измерительного пункта.

ЭХЗ подводящих газопроводов

Стальные футляры на пересечениях подводящих газопроводов с инженерными коммуникациями предусматриваются:

при групповом пересечении инженерных коммуникаций и автомобильных дорог подводящими газопроводами;

при групповом пересечении инженерных коммуникаций и железных дорог подводящими газопроводами.

На одиночных пересечениях подводящих газопроводов с инженерными коммуникациями в качестве футляров предусматриваются полиэтиленовые трубы. Оборудование и материалы, необходимые для организации протекторной защиты стальных футляров предусмотрены спецификацией 5645-V-3-ТХ.С.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Для защиты от коррозии стальных футляров подводящих сетей к АГРС №20 «Жанакогам» от потребителя, на их пересечениях с автомобильными и железными дорогами, инженерными коммуникациями, проектом предусматривается метод жертвенного анода. В качестве «жертвенных» гальванических анодов предлагается применить магниевые протекторы ПМ20-У, которые обеспечивают наилучшую защиту при сопротивлении грунта до 50 Ом·м.

Количество протекторов для каждого перехода рассчитано индивидуально с учетом нормативного срока службы протекторов, диаметра и длины проектируемого футляра. Параметры (материал, диаметр, толщина стенки, длина) проектируемых футляров по каждому переходу через автомобильные и железные дороги отображены в технологической части проекта. При расчете среднее удельное электрическое сопротивление грунта принималось на основании заключения об коррозионных исследованиях грунтов, но не более 30 Ом·м, что соответствует средней коррозионной агрессивности грунта.

Для увеличения эффективности работы, магниевые протекторы поставляются упакованными в хлопчатобумажные мешки со специальной смесью – активатором. Это позволяет поддерживать стабильный высокий потенциал протектора на уровне -1,6 В с медно-сульфатным электродом сравнения и обеспечивает срок его эксплуатации от 5 до 10 лет.

Количество протекторов учитывая расчет принято в среднем на 10 метров кожуха – 1 магниевый протектор (вес протектора с активатором 60 кг, без активатора 20 кг).

Протекторы устанавливаются вертикально в грунт на расстоянии 5 м от кожуха и закладываются на глубину ниже промерзания грунта на 2 м до нижней образующей протектора.

Подключение групповых протекторных установок кожухам выполняется через контрольно-измерительные пункты и регулируемое сопротивление (определяется в ходе пуско-наладочных работ), закрепленное на стойке контрольно-измерительного пункта.

Решения по временной электрохимической защите

Согласно требованию СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» подземные металлические сооружения могут быть не защищенными от почвенной коррозии не более 10 суток в год, следовательно, средства ЭХЗ должны монтироваться одновременно с закладкой трубопроводов в грунт. Так как постоянные средства ЭХЗ не могут быть смонтированы одновременно с заложением трубопроводов в грунт, необходимо применение временных систем катодной защиты.

Проектом предусматривается временная защита газопровода-отвода, подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов на АГРС №20 «Жанакогам» и стальных футляров на пересечениях подводящих сетей с автомобильными и железными дорогами, а также на пересечениях с инженерными коммуникациями. На период строительства для защиты указанных технологических объектов предусмотрены гальванические протекторы из магниевого сплава с заполнителем – активатором. Длина защитной зоны одного протектора согласно расчетам составляет от 1000 до 1500 м в зависимости от удельного электрического сопротивления грунта участка расположения технологических объектов. Протекторы устанавливаются горизонтально в грунт на расстоянии 5м от газопровода и закладываются на глубину ниже промерзания грунта.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чпезвычайных ситуаций по взрыво- и пожаробезопасности

Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

В соответствии с законом РК от 05.07.96г. № 19-1. «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера», законом РК от 3 апреля 2002 года №314-II «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах», 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

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

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.

Чрезвычайные ситуации на данном объекте могут сопровождаться следующими событиями: утечками газа с последующим возгоранием (избыточное давление или тепловое излучение); утечка одоранта с загрязнением почвы, воздуха; воспламенением опасной жидкости или взрывом ее паров.

Техника безопасности при эксплуатации АГРС

При обслуживании емкостей одоранта необходимо строго соблюдать правила безопасности при работе с одорантом. Переливать одорант допускается только закрытым способом. Работать необходимо в прорезиненных фартуках, резиновых сапогах ГОСТ 12265-78 и перчатках ГОСТ 20010-93

Пролитый одорант должен быть немедленно нейтрализован раствором хлорной извести, гипохлорида натрия или марганцевокислого калия.

Обслуживание оборудования должно осуществляться в соответствии с техническими и должностными инструкциями и графиками планово-предупредительных ремонтов.

Для уменьшения возникновения риска аварийной ситуации необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- периодическое техническое обслуживание и контроль оборудования;
- подготовка персонала к действиям в условиях возникновения аварии или ЧС;
- разработка планов ликвидации аварийных ситуаций.

Персонал, занятый эксплуатацией оборудования, обязан проходить специальное обучение и аттестацию по безопасности труда и инструктаж по охране (вводный, первичный, периодический).

Эксплуатация опасных производственных объектов чревата потенциальной опасностью возникновения серьезных аварий, связанных с массовой гибелью людей. В то же время, распределительные сети являются наименее опасными объектами в сфере газораспределения. Возникновение аварийных ситуаций на них чаще всего связано с внешним воздействием (от 50 до 90%), разрывом соединений (до 5%), браком примененных материалов (до 15%). Как правило, возникновение таких аварийных ситуаций не приводит к смертельным случаям.

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.

Во избежание несанкционированного доступа запорную арматуру установить в защитном металлическом кожухе.

Трасса газопровода выбрана на безопасных расстояниях от существующих зданий и сооружений.

Монтаж и испытание газопровода, контроль качества сварных соединений производить в соответствии с требованиями МСН 4.03.01-2003 и СНиП РК1.03-05-2001г.

Мероприятия по инженерной защите территории линейных сооружений от опасных природных процессов

Климатические воздействия, перечисленные выше, не представляют непосредственной опасности для жизни и здоровья персонала занятого строительно-монтажными работами и эксплуатацией объектов. Максимальное снижение негативных воздействий особо опасных погодных явлений достигается рациональным выбором времени года для производства работ (март-июнь).

Сильные ветры

Надземное оборудование и переходы рассчитаны на восприятии действующих ветровых нагрузок.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Ливневые дожди

Для предотвращения подтопления траншей проектом предусмотрено выполнение работ с заделом не более 1 смены, отвод поверхностных стоков (дренаж) предусматривается при планировке строительной полосы.

Таким образом, принятые инженерно-технические решения обеспечивают требуемую нормативно-правовыми документами защиту объектов строительства от неблагоприятных природно-климатических воздействий, которые могут стать причиной возникновения ЧС.

Основной задачей системы оповещения об угрозе возникновения ЧС природного характера является доведение сигналов и информации оповещения от руководителей и персонала объекта.

Поскольку проектируемый объект не относится к опасным по воздействию природных факторов, специальных систем мониторинга не предусматривается.

При эксплуатации объекта следует проводить визуальное наблюдение за состоянием грунта.

На основании полученных результатов можно заключить:

Участок газопровода относится к опасным производственным объектам. Товарной продукцией является природный газ, представляющий собой взрывоопасное вещество.

Безопасность проектируемых объектов обеспечивается соответствующими решениями, принимаемыми и выполняемыми в процессе проведения реконструкции и последующей эксплуатации.

Основные технологические решения по обеспечению безопасности объекта направлены на исключение разгерметизации трубной плети на участке перехода, предупреждение развития аварий, повышение пожаробезопасности элементов объекта, на защиту работающего персонала и населения на прилегающей территории.

Система обеспечения комплексной безопасности и антитеррористической защищенности

Система безопасности проектируемых технологических объектов, входящих в состав проекта обеспечивается:

- инженерными средствами охраны;
- техническими средствами охраны;
- комплексом организационных мероприятий.

Комплексы инженерных и технических средств охраны выполняют следующие функции:

- противодействия несанкционированному пересечению посторонними лицами границ зон безопасности линейных сооружений;
- фиксации факта проникновения нарушителя на территорию линейных контролируемых пунктов крановых узлов;
- выдачу сигнала «тревога» в систему сбора и обработки информации и на пульт дежурного персонала службы безопасности с использованием тревожно-вызывной сигнализации, установленной на постах охраны;
- регистрация и документирование времени и количества сигналов;
- обеспечение прямой связи дежурного персонала с постами охраны, дежурными или ответственными смены;
- бесперебойного электроснабжения комплекса технических средств охраны;
-охранного освещения территории объекта.

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Работы, связанные с выпуском в атмосферу значительных количеств вредных паров и газов, должны выполняться по согласованию с местными органами санитарно-эпидемиологической службы и санитарными лабораториями при наличии благоприятной метеорологической обстановки.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Строительная организация, выполняющая прокладку линейной части трубопровода, несет ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей природной среды, а также за соблюдение государственного законодательства и международных соглашений по охране природы.

Ширина полосы отвода земли на время строительства магистральных трубопроводов определена в соответствии с нормами отвода земель для магистральных трубопроводов.

Производство строительно-монтажных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом производства работ, запрещается.

Мероприятия по предотвращению эрозии почв, оврагообразования, а также защитные противообвальные и противооползневые мероприятия должны выполняться в строгом соответствии с проектными решениями.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов (превращение древесных отходов в промышленную щепу, многократное использование воды при очистке полости и гидравлических испытаниях трубопровода и т.д.).

Не допускается сливать в реки, озера и другие водоемы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной ее очистки.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные канавы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения и дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, а также придать местности проектный рельеф или восстановить природный.

Газораспределительные сети

С целью охраны окружающей среды предусмотрено предотвращение загрязнения почвы и воздушного бассейна углеводородными газами, которые сами по себе не являются вредными или ядовитыми.

Газопроводы, оборудование и установки, представляют собой замкнутую герметическую систему. Газопроводы после монтажа подвергаются испытанию на прочность и герметичность.

Кроме того, для предотвращения разрушения металла стенок газопроводов от атмосферного воздействия и от почвенной коррозии предусмотрено нанесение защитного покрытия на надземные газопроводы и весьма усиленная изоляция на подземный газопровод.

Сбросные свечи газорегуляторного пункта выведены на высоту 4,0 м, обеспечивающие рассеивание незначительных выбросов и предотвращение попадания их в зону работы обслуживающего персонала.

В связи с намеченной подачей природного газа создается перспектива оздоровление воздушного бассейна населенных пунктов заменены газом других видов топлива.

При сжигании котельно-печного топлива (зольных углей, зернистого мазута) в атмосферу выбрасывается большое количество золы двуокиси серы, окислов азота.

Это отрицательно влияет на воздушный бассейн рассматриваемого региона, здоровье населения, продуктивность животноводства, сельскохозяйственные и лесные угодья, состояние промышленных коммунально-бытовых основных фондов.

Использование вместо перечисленных видов топлива природного газа исключает выбросы окисла азота приблизительно на 20% по сравнению с углем, что резко снижает экономический ущерб от загрязнения атмосферы.

При проведении строительно-монтажных работ предусмотрено осуществление ряда мероприятий по охране окружающей природной среды:

1) обязательное сохранение границ территории, отводимых для строительства;

2) применение герметических емкостей для перевозки растворов и бетонов;

3) устранение открытого хранения, погрузки и перевозки сыпучих пылящих веществ (применение контейнеров, специальных транспортных средств);

4) завершение строительства уборкой и благоустройством территории с восстановлением растительного покрова;

5) оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов;

6) использование специальных установок для подогрева воды, материалов;

7) слив горюче-смазочных материалов только в специально отведенных и оборудованных для этой цели местах;

8) выполнение в полном объеме мероприятий по сохранности зеленых насаждений.

Способ прокладки газопровода и наличие существующих подъездных автодорог исключает загрязнение и порчу земель.

Технологический процесс газораспределения исключает попадание природного газа и других вредных веществ в окружающую среду за счет применения герметичной запорной арматуры и трубопровода.

Охрана недр и животного мира

Газопровод запроектирован из полиэтиленовых труб.

Охрана и рациональное использование земель обеспечивается следующими мероприятиями:

- выбор площадок застройки и трассы трубопровода с учетом ценности пахотных земель и местных угодий;
- совмещение трасс коммуникаций с минимальными расстояниями между ними;
- рекультивация верхнего, плодородного слоя почвы;
- противоэрозионные мероприятия.

Строительство газопровода должно выполняться при условии уменьшения нарушений окружающей среды с соблюдением следующих условий:

1) все строительно-монтажные работы должны производиться в пределах полосы отвода;

2) при проведении подготовительных работ не разрешается движение строительной техники вне полосы отвода, вне дорог, которое может привести к нарушению растительного слоя;

3) в целях обеспечения миграции животных протяженность незакрытых грунтом участков траншеи не должна превышать 500 м.

При эксплуатации газопровода охрана атмосферного воздуха от загрязнений, включает в себя:

1) 100% контроль качества сварных стыков газопровода при строительстве;

2) технологические процессы, связанные со снижением давления и подачей его потребителям, предусмотрены в герметичных аппаратах, не имеющих свободного и самопроизвольного выброса газа в атмосферу;

3) применено оборудование на расчетное давление, превышающее давление источника, т.е. рабочее давление устанавливаемой арматуры выше, чем давление в трубопроводе;

4) после монтажа газопровод подвергается пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность.

5) восстановлению (рекультивации) земельного участка.

Все компоненты оборудования САУ ТП ГРС являются изделиями промышленной электроники, в которых отсутствуют экологически вредные вещества. В период эксплуатации они не производят вредных выделений и промышленных отходов в окружающую среду.

6.5 Организация строительства

Расчет продолжительности строительства

Расчет продолжительности строительства выполнен согласно СНиП РК 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений», по части 11,стр.93, 123 Раздел «Коммунальное хозяйство. Газоснабжение»

Принимаем продолжительность строительства 9,0 месяцев.

Начало строительства 2014 год

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

6.6 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии со СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» и СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республики Казахстан» на основании сборников сметных норм и расценок и принятых проектных решений.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 4.5) по выпуску сметной документации в ценах 2001 года.

Сметная стоимость строительства в сметной документации определена базисно - индексным методом, который основан на использовании текущих индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном уровне цен 2001 года и согласно пунктов 2,1 и 5.1 СН РК 8.02-02-2002 служит ориентиром (в качестве максимальной цены) при осуществлении закупа подрядных строительных услуг заказчиком.

При составлении смет использованы:

- сборники сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002) , с учетом изменений и дополнений выпуски 1-16;
- сборники сметных норм и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002) , с учетом изменений и дополнений выпуски 1-12;
- сборники расценок на монтаж оборудования (СН РК 8.02-06-2002) , с учетом изменений и дополнений выпуски 1-10;
- сборники сметных норм затрат на оборудование и инвентарь (СН РК 8.02-13-2004);
- сборник сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин (СН РК 8.02-03-2002) с учетом изменений и дополнений выпуски 1-14;
- сборник сметных цен на перевозку грузов для строительства (СН РК 8.02-04-2002);
- перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденные заказчиком (администратором бюджетной программы) от 25 сентября 2013 года, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 4.3.5 и 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002.

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

- накладные расходы на строительные, монтажные и специальные строительные работы по приложению № 1 к СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан»;
- ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 6 % (СН РК 8.02-02-2002);
- средства на временные здания и сооружения (СН РК 8.02-09-2002);
- дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время по НДЗ-2001 (СН РК 8.02-07-2002) с учетом изменений и дополнений выпуск 2;
- затраты на дополнительные отпуска и выслугу лет (СН РК 8.02-02-2002).

В соответствии с Постановлением Правительства от 11 сентября 2007 года № 791 переход к текущей и прогнозной сметной (расчетной) стоимости строительства от базовых цен 2001 года выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя на период 2012-2013 годов согласно изменениям и дополнениям в Законе «О республиканском бюджете на 2012-2014 годы» от 24 ноября 2011 года № 496-IV , на период 2014-2017 годов через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного по протоколу №8 заседания РБК от 04 апреля 2012 года.

Налоги, сборы и обязательные платежи начислены согласно действующему законодательству в размере 2%.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от расчетной стоимости строительства в текущих ценах с учетом налогов, сборов и обязательных платежей.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка проектных решений

В соответствии с п. 4 постановления Правительства РК от 23 октября 2009 года № 1656 «Об утверждении Правил отнесения зданий и сооружений к технически сложным объектам» разработчиком проекта установлен следующий уровень ответственности:

- газопровод-отвод относится к I-му уровню ответственности строительства;
- АГРС №20 относится к I-му уровню ответственности строительства;
- подводящий газопровод относится ко II-му уровню ответственности.

В целом проект «Строительство АГРС №20 «Жанакогам» Тюлькубасского района на 1420 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Карабулак Сайрамского района до населенного пункта Комешбулак Сайрамского района» разработан в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, иными исходными данными, техническими условиями и требованиями.

Проектные решения с учетом внесенных изменений по разделу 7.2. соответствуют нормативным требованиям по санитарной, экологической, пожарной безопасности, функциональному назначению объекта.

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

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям филиала РГП «Госэкспертиза» по ЮКО в рабочий проект «Строительство АГРС №20 «Жанакогам» Тюлькубасского района на 1420 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Карабулак Сайрамского района до населенного пункта Комешбулак Сайрамского района» внесены следующие изменения и дополнения:

1) выполнены поперечный профиль подъездной дороги, ТУ инженерных сетей; в примечании отражено – осмечиваниеотмостки брать с чертежей АС; пояснительная записка – откорректирована;

2) вертикальная планировка доработана – проставлены недостающие отметки, выполнены лестницы, откосы от дороги отодвинуты ≈ 1м, даны сечения водоотводов;

3) откорректирована картограмма- дана привязка квадратов, учтены откосы у дороги, учтеныобъемы поз.6, 10, 11, 16;

4) ведомость объемов земляных масс выполнена по ГОСТ 21.508-93, выделен объем растительного грунта из выемки, просчитаны откосы;

5) конструкции покрытий откорректированы;

6) на чертежах даны пояснения о проделанной работе; растительный грунт по геологии и грунтовые водыв ПЗ приводятся;

7) учтено покрытие в районах насыпи;

8) газопровод-отвод. Лист ТХ-002 в таблице пересечений откорректирован диаметр подводящего трубопровода;

9) на профиле лист ТХ-007 указано расстояние между МГ «ББШ» и проектируемым газопроводом-отводом;

10) на чертежах ТХ-011 на профиле установлен опознавательный знак, приведен в соответствие с планом;

11) лист ТХ-005 в примечании указан пикетаж установки кранового узла, дана ссылка на лист плана и профиля;

12) лист ТХ-005 расположение охранного кранового узла на профиле приведено в соответствие с планом, на плане указано выноской;

13) АГРС. Лист ТХ-004 исправлен. Трубопровод диаметром 426х12,0 мм - газ из блока редуцирования в блок переключения, диаметром 57х5,0 мм – импульсный газ из узла очистки в блок переключения;

14) в спецификации внесены «первичные сродства пожаротушения»;

15) представлен чертеж на продувочные свечи. Чертеж ТХ-004 откорректирован узел №3 и разрез 2-2 на продувочные свечи. В связи с исправлениями чертежей, прилагается откорректированный лист ТХ-003;

16) на листе ТХ-001 добавлен метод испытания на прочность трубопроводов на площадке АГРС;

17) подводящие сети. На чертежах ТХ-005 - ТХ-007, указано расстояние между газопроводом высокого давления и ЛЭП;

18) на листе ТХ-015 указаны размеры рабочего и приемного котлована;

19) лист ТХ-002 в таблице пересечений откорректирован диаметр подводящег трубопровода;

20) предоставлены чертежи переходов через овраг ПК 136-ПК 139 и реки Тесле ПК 145- ПК 146.

21) опоры скользящие и неподвижные опоры приняты по серии 5.903-13 8-95 опоры трубопроводов подвижные, сер. 5.903-13,в.7-95 - неподвижные взамен 4.903-10;

22) приняты спускные задвижки диаметром 50 мм взамен 159 мм;

23) на продольном профиле указан масштаб вертикальный и горизонтальный;

24) в общей ПЗ представлена ситуационная схема расположения объектов строительства, указана I категория электроснабжения АГРС, протяженность ВЛ-10 кВ и КЛ-0,4 кВ в основных технических показателях общей ПЗ и на чертежах раздела ЭС;

25) предоставлено согласование точки подключения и трассы электроснабжения с ТОО «Онтустик Жарык Транзит»;

26) предусмотрен фундамент для установки КТПН-63 кВА, исключить дважды указанный заказ железобетонных опор ВЛ-10 кВ, указаны заводы-изготовители для КТПН-63 кВА, ж/бетонных опор;

27) на планах ЭС указано заземлению опор ВЛ-10 кВ и КТПН-63 кВА, предоставлены объемы по НКЗ;

28) согласно СТ РК 1916-2009 для сохранения работоспособности АРГС и обеспечения непрерывности обеспечения газоснабжением предусмотрена газопоршневая электростанция в качестве резервного источника электроснабжения;

29) представлены на чертежах объемы для опор НО с установкой светильников РКУ40-125 с лампами ДРЛ и прожекторной мачты с установкой прожекторов;

30) на плане указаны шаг светильников НО и потери напряжения на концах групп НО, согласно светотехническому расчету, откорректированы объемы земляных работ для ЕЛ-0,4 кВ и НО;

31) в общей ПЗ и чертежах АК предусмотрено электроснабжение по I категории системы комплексной автоматизации АГРС №20, приведены в соответствие объемов земляных работ контрольных кабелей;

32) указаны основные технические показатели систем связи, количество, протяженность сети в общей ПЗ и на чертежах, объемы оборудования и материалов в спецификации оборудования -2-СС.С, подразделены их по видам систем связи: линейно-диспетчерской радиотелефонной связи УКВ; спутниковой резервной связи; телефонной связи по технологии WLL CDMA; прокладке сети ВОЛС, в соответствии с количеством, указанным на структурных схемах и планах раздела проекта СС;

33) предоставлены объемы земляных работ для подземных колодцев оперативного доступа (КОД), в кабельном журнале указаны протяженности кабелей ВОК, проложенные по лоткам, в ж/бетонном канале и в ЗПТ трубах Д40мм, в соответствии с чертежами и ведомостью объемов работ;

34) в объекте дополнительно выполнены чертежи: установка КИП в месте подключения анодного заземлителя; ведомость кабельных траншей (объем земляных работ);

35) условные обозначения на планах выполнены по ГОСТ 21.614 – 88; показана марка, сечение питающего кабеля, чертежи выполнены в М 1:500 – ГОСТ 21.101 – 97;

36) напряжение изоляции силовых кабелей указано;

37) количество анодных заземлителей откорректировано;

38) в кабельном журнале учтены дополнительно кабели: марки ВБбШв – 2х6кв.мм., КГН – 1х6кв.мм., КВВГЭ – 4х2,5кв.мм., ВВГ – 1х16кв.мм.;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

39) АС-1. Исключена обмазка поверхностей железобетонных конструкций, соприкасающихся с грунтом, горячим битумом за два раза; мероприятия по подготовке основания предусмотрены с учётом просадочных грунтов 2 типа грунтовых условий;

40) АС-3 – АС-8.На схеме расположения плит указаны угловые отметки; на сечениях показана отмостка, указана ширина и конструкция;

41) АС-9. Исключена обмазка поверхностей ж.б.к., соприкасающихся с грунтом, горячим битумом за два раза; мероприятия по подготовке основания предусмотрены для просадочных грунтов 2 типа грунтовых условий;

43) АС-12. Исключен из основания подготовка из слоя щебня, пропитанного битумом; предусмотрены мероприятия по подготовке основания для просадочных грунтов 2 типа грунтовых условий;

44) АС-13.Дано обоснование применения бетона класса В25;

45) АС-14, АС-22 – АС-27. Предусмотрены мероприятия по подготовке основания для просадочных грунтов 2 типа грунтовых условий;

46) предоставлена смета и договор на проектные работы;

47) откорректирована стоимость проектно-изыскательских работ, и стоимость экспертизы принята по расчету;

48) откорректированы затраты на временные здания и сооружения и на производство работ в зимнее время;

49) исключена изоляция стыков учтенная дважды;

расценки и объемы работ в локальных сметах приведены в соответствие с представленной ведомостью объемов работ и рабочих чертежей.

После внесения изменений и дополнений основные технико-экономические показатели сложились следующим образом:

№ пп	Наименование показателей	Единица измерен.	Показатели		Изменен + увелич. - снижен.
			заявленные	рекомен. к утверж.	
1	Протяженность газопровода-отвода из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91	км	5,900	5,900	
2	Протяженность подводящего газопровода из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50383-95	км	17,676	17,676	
3	Производительность площадки АГРС	нм^3/час	75 000	75 000	
4	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года	млн.тенге	800,293	769,503	-30,790
	В том числе:				
	СМР		437,818	439,951	+2,133
	оборудование		352,327	323,366	-28,961
	прочие		10,148	6,186	-3,962
5	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2013-2014 гг.	млн.тенге	2271,022	2150,643	-120,379
	В том числе:				
	СМР		1046,385		+5,097
	оборудование		842,061	1051,482	-69,215
	прочие		382,576		-56,261
				772,846	
				326,315	
6	Из них:				
	2013 год (ПИР и Экспертиза)	млн.тенге	59,098	23,819	-35,279
	2014 год		2211,924	2126,824	-85,100

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

7	Продолжительность строительства	месяцев	9,0	9,0	

Примечание: в результате рассмотрения сметной документации объекта, сметная стоимость снизилась в текущих и прогнозных ценах 2013-2014 годов на общую сумму 120,379 млн. тенге.

8. ВЫВОДЫ

С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **«Строительство АГРС №20 «Жанакогам» Тюлькубасского района на 1420 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Карабулак Сайрамского района до населенного пункта Комешбулак Сайрамского района»** соответствует требованиям нормативных актов, государственных нормативов и документов, действующих в Республике Казахстан и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

1. Протяженность газопровода-отвода из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 — 5,900 км
2. Протяженность подводящего газопровода из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50383-95 — 17,676 км
3. Производительность площадки АГРС — 75 000 нм^3/час
4. Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года — 769,503 млн.тенге
   в том числе СМР — 439,951 млн.тенге
5. Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2013- 2014 годов — 2150,643 млн.тенге
   в том числе СМР — 1051,482 млн.тенге
6. Продолжительность строительства — 9,0 месяцев

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

2. До начала производства работ рабочий проект подлежит утверждению в установленном порядке в течение трех месяцев.

Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ГУ «Управлением энергетики и жилищно-коммунального хозяйства ЮКО» в соответствии с условиями договора № 19/1499 от 22.11.2013 года

8.ТҰЖЫРЫМДАР

«Бейнеу-Шымкент» магистралды газөткізгішінің 1420 шқ. Түлкібас ауданында салынатын №20 «Жаңақоғам» АГТС және АГТС құрылысынан ОҚО Сайрам ауданындағы Қарабұлақ елді мекені арқылы Сайрам ауданы Көмешбұлақ елді мекеніне дейінгі жеткізуші газөткізгіш құрылысы» жұмыс жобасын сараптаманың ескертпелері мен ұсыныстары бойынша енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келетіндіктен, төмендегі негізгі көрсеткіштерімен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсыныс жасаймыз.

1. МСТ 10704-91 бойынша болат электрдәнелерленген құбыр газ өткізгіш-бұрудың ұзындығы — 5,900 шақырым
2. МСТ-Р 50383-95 бойынша полиэтиленнен жасалған жеткізуші газ өткізгіш құбырдың ұзындығы — 17,676 шақырым
3. Производительность площадки АГРС — 75 000 нм^3/сағ
4. 2001 жылғы базалық бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны — 769,503 млн. теңге
   оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары — 439,951 млн. теңге

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

5. 2013-2014 жылдардағы ағымдағы және болжамдағы бағалардағы құрылыстың жалпы сметалық құны — 2150,643 млн. теңге
   оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары — 1051,482 млн. теңге
6. Құрылыстың ұзақтығы — 9,0 ай

1. Жұмыс жобасын бекітуге және жұмыстарды өндіріске ұсынғанда, оның осы сараптама қорытындысына сәйкес келетіндігін тексеру қажет.

2. Жұмыс жобасы жұмыстарды өндіруді бастағанға дейін үш ай көлемінде белгіленген тәртіпке сәйкес бекітілуі тиіс.

Осы сараптау қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 22.11.2013 жылғы № 19/1499 шарттың талаптарына сәйкес «Оңтүстік Қазақстан Облысының Энергетика және Тұрғын Үй-Коммуналдық Шаруашылық Басқармасы» ММ кепілдік етеді.

Директордың орынбасары	И.Спатаев
Өндірістік бөлімінің бастығы	С. Турдиев
Жетекші сарапшы	Н. Ларкина
Бас маман	К. Досумбетова
Бас маман	А. Абдулаева
Бас маман	А. Давыдова
Бас маман	Г. Сотникова