Бекітемін
«Мемсараптама» РМК Маңғыстау облысы бойынша филиалы
Директорының м.а.
Ө.Б. Нұрбердіханов

«Маңғыстау облысындағы елді мекендердің газ тарату желілерінің жаңа құрылысы және жаңғырту мен қайта құралымдау» жобасы шеңберінде «112-МЖС-дағы (мұнай жылыту стансасы)1/3 АГТС-ті (автоматтандырылған газ тарату стансасы) 3-АГТС-ке ауыстыру»
жұмыс жобасы бойынша

03.05.2016 ж. № 15-0118/16

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«ҚазТрансГаз Аймақ» АҚ Маңғыстау өндірістік филиалы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«КАТЭК» ЖШС

Ақтау қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Маңғыстау облысындағы елді мекендердің газ тарату желілерінің жаңа құрылысы және жаңғырту мен қайта құралымдау» жобасы шеңберінде «112-МЖС-дағы1/3 АГТС-ті (автоматтандырылған газ тарату стансасы) (мұнай жылыту стансасы) 3-АГТС-ке ауыстыру» жұмыс жобасы бойынша осы қорытынды «Мемсараптама» РМК-нің Маңғыстау облысы бойынша филиалымен берілді.

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

Утверждаю
И.о. директора
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Мангистауской области
Нурбердиханов У.Б.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 15-0118/16 от 03.05.2016 г.

по рабочему проекту
«Замена АГРС 1/3 (автоматизированная газораспределительная станция) «СПН-112 (станция подогрева нефти)» на АГРС-3» в рамках проекта «Модернизация, реконструкция и новое строительство газораспределительных сетей населенных пунктов Мангистауской области»

ЗАКАЗЧИК:
Мангистауский производственный филиал АО «ҚазТрансГаз Аймақ»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «КАТЭК»

г. Актау

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное заключение на рабочий проект **«Замена АГРС 1/3 (автоматизированная газораспределительная станция) «СПН-112 (станция подогрева нефти)» на АГРС-3» в рамках проекта «Модернизация, реконструкция и новое строительство газораспределительных сетей населенных пунктов Мангистауской области»** выдано филиалом РГП «Госэкспертиза» по Мангистауской области.

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект **«Замена АГРС 1/3 (автоматизированная газораспределительная станция) «СПН-112 (станция подогрева нефти)» на АГРС-3» в рамках проекта «Модернизация, реконструкция и новое строительство газораспределительных сетей населенных пунктов Мангистауской области».**

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 09 апреля 2016 года №15-0080 между филиалом РГП «Госэкспертиза» по Мангистауской области и Мангистауским производственным филиалом АО«ҚазТрансГаз Аймақ».

2. ЗАКАЗЧИК: Мангистауский производственный филиал АО«ҚазТрансГаз Аймақ».

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «КАТЭК», государственная лицензия от 25 мая 2000 года ГСЛ №001227, I – категория, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, приложение к государственной лицензии от 22 ноября 2013 года.

ГИП – Ягафарова И. И. (приказ от 31 июля 2015 года №252/2).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ:негосударственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

Инвестиционная программа «Модернизация, реконструкция и новое строительство газораспределительных сетей населенных пунктов Мангистауской области и поддержание действующих активов Мангистауского производственного филиала акционерного общества «ҚазТрансГаз Аймақ» на 2015 - 2020 годы» от 21 мая 2015 года;

задание на проектирование, утвержденное директором МПФ АО «ҚазТрансГаз Аймақ» от 31 июля 2015 года;

решение ГУ «Аким Тупкараганского района и города Форт-Шевченко» о передаче права частной собственности от 23 декабря 1999 года №178;

акт на право частной собственности на земельный участок, выданный Мунайлинским районным отделением земельного кадастра МФ РГП «НПЦзем» от 13 февраля 2015 года №0198067;

дефектный акт, утвержденный директором МПФ АО«ҚазТрансГаз Аймақ» от 18 декабря 2015 года;

письмо МПФ АО«ҚазТрансГаз Аймақ» от 24 марта 2016 года №01-29-912 о запланированном начале строительства объекта во втором квартале 2016 года.

Технические условия:

МПФ АО «ҚазТрансГаз Аймақ» от 15 октября 2015 года №29-4А/11 на электроснабжение и №45-10А/64 на подключение к магистральному газопроводу.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Мангистауской области» - заключение государственной экологической экспертизы от 11 апреля 2016 года №R3-0072/16.

РГУ «Комитет индустриального развития и промышленной безопасности»- регистрация декларации промышленной безопасности от 11 декабря 2015 года №KZ17VEG00005309.

Экспертное заключение о соответствиедекларацийпромышленной безопасности объектов «Модернизация, реконструкции и нового строительства газораспределительных

сетей населенных пунктов Мангистауской области» («Строительство газопровода-отвода от магистрального газопровода «Окарем-Бейнеу» до поселка Шетпе с установкой АГРС «Шетпе» в Мангистауском районе», «Новое строительство и модернизация газораспределительных сетей в н/п Жарма, Баскудук, Уштаган Мангистауского района», «Модернизация газораспределительных сетей в н/п Сай-Утес, Шебир, Тущыкудык, Кызан, Акшымырау Мангистауского района», «Замена АГРС 1/3 «СПН-112» на АГРС-3», утвержденное директором ТОО «ПромТехСервис Казахстан» от 30 ноября 2015 года №0025/15, (аттестат на право проведения работ в области промышленной безопасности от 28 февраля 2011 года №0001295, выданный Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан).

Акт технического обследования объекта «АГРС «СПН-112» 1/5» составленный ТОО «Экспертный центр лабораторных исследований в строительстве» от 30 августа 2015 года, (аттестат эксперта Клецова Г. И. АДСиЖКХ №00693 от 27 марта 2012 года, выданный Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, на техническое обследование надежности и устойчивости зданий и сооружений, срок действия до 27 марта 2017 года).

Перечень основного оборудования и материалов, отсутствующих в нормативной базе и принятых по прайс-листам, и их стоимости, утвержденный директором МПФ АО«ҚазТрансГаз Аймақ» от 25 декабря 2015 года.

Мангистауское нефтепроводное управление Западного филиала АО «КазТрансОйл» - письмо о согласовании рабочего проекта от 03 декабря 2015 года №47.39.13-14/4129.

МПФ АО«ҚазТрансГаз Аймақ» - письмо о согласовании рабочего проекта от 24 марта 2016 года №01-29-912.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Пояснительная записка.
Рабочие чертежи:
ГП - генеральный план.
ТХ - технологические решения;
АС - архитектурно-строительные решения.
НВК - водоснабжение и канализация.
ЭР - электротехнические решения.
ЭХЗ - электрохимзащита;
МиЗ - молниезащита и заземление;
АТП - автоматизация технологических процессов.
Сметная документация.
Охрана окружающей среды.
Паспорт рабочего проекта.
Дефектный акт.

Отчет об инженерно-геологических изысканиях и топосьемка в масштабе 1:500, выполнены ТОО «Мунайгазпроект-Сервис» в августе 2015 года, (Государственная лицензия от 05 апреля 2005 года МНС№0000093, приложение к государственной лицензии от 18 июня 2012 года).

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Проектируемые объекты позволят обеспечить надежное газоснабжение СПН-112. С реализацией проекта по строительству АГРС-3 будут созданы дополнительные мощности

для бесперебойного обеспечения потребностей энергоисточников СПН-112, использующих природный газ в качестве основного топлива для оборудования подогрева нефти.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

В административном отношении существующая автоматизированная газораспределительная станция АГРС-1/3 расположена в Мунайлинском районе Мангистауской области.

В геоморфологическом отношении участок работ находится в пределах западного борта впадины Карагие. Рельеф участка АГРС пологий с уклоном на восток и отметками поверхности в пределах 80,05-80,52 м.

На площадке размещены существующие технологические сооружения АГРС, сети и коммуникации.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон (согласно СНиП РК 2.04-01-2010)	- IV Г;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки (СНиП РК 2.04-01-2010)	- минус 19^{0}С;
нормативная снеговая нагрузка (СНиП 2.01.07-85*)	- 50 кгс/м^2;
нормативная ветровая нагрузка (СНиП 2.01.07-85*)	- 48 кгс/м^2;
нормативная глубина промерзания грунта (СНиП РК 2.04-01-2010)	- 0,8 м;
сейсмичность (СНиП РК 2.03-30-2006)	- 6 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Отчет по инженерно-геологическим изысканиям, составлен ТОО «Мунайгазпроект-Сервис» в августе 2015 года.

В геологическом разрезе участка на глубину до 4,0 м принимают участие четвертичные отложения, представленные супесью с прослоями песка пылеватого.

По инженерно-геологическим признакам выделен один инженерно-геологический элемент:

ИГЭ-1 - супесь твердая с прослоями песка пылеватого, просадочная. Грунт вскрыт мощностью 4,0 м.

Нормативные характеристики грунта: тип грунтовых условий по просадочности - I, начальное просадочное давление 0,01 МПа; плотность грунта 1,62 г/см^3; удельное сцепление 18 кПа; угол внутреннего трения 23º; модуль деформации в естественном состоянии 13,3 МПа, в водонасыщенном состоянии – 7,0 МПа.

Грунты засоленные. Коррозионная агрессивность грунта высокая.

По содержанию сульфатов грунты сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и среднеагрессивные к бетонам на сульфатостойких цементах. По содержанию хлоридов грунты среднеагрессивные к бетонным и железобетонным конструкциям.

Грунтовые воды в период изысканий до глубины 4 м не вскрыты. Территория потенциально не подтопляемая.

6.2 Проектные решения

Согласно задания на проектирование в рамках проекта «Модернизация, реконструкция и новое строительство газораспределительных сетей населенных пунктов

Мангистауской области» рабочим проектом выполнена замена АГРС-1/3 «СПН-112» на АГРС-3.

6.2.1 Генеральный план

Модернизируемая автоматизированная газораспределительная станция, расположена в юго-восточной части территории действующей станции подогрева нефти «СПН-112» АО «КазТрансОйл».

Генеральный план разработан в масштабе 1:500 на основе топографической съемки, выполненной ТОО «Мунайгазпроект-Сервис» в августе 2015 года.

Рабочим проектом согласно дефектной ведомости утвежденной заказчиком предусмотрен демонтаж существующих технологических сооружений АГРС-1/3 и монтаж технологических сооружений АГРС-3.

Генеральным планом на площадке АГРС предусмотрены следующие здания и сооружения:

1 - блок технологический;
2 - блок-операторная;
3 - емкость хранения и выдачи одоранта;
4 - емкость сбора, хранения и выдачи конденсата;
5 - емкость теплоносителя;
6 - биотуалет;
7 - площадка мусорных контейнеров;
8 – пожарный щит;
9 - свеча для сброса с СППК;
10 - свеча для аварийного сброса газа;
11 - трансформаторная площадка.

Схема генерального плана показана на рисунке 1.

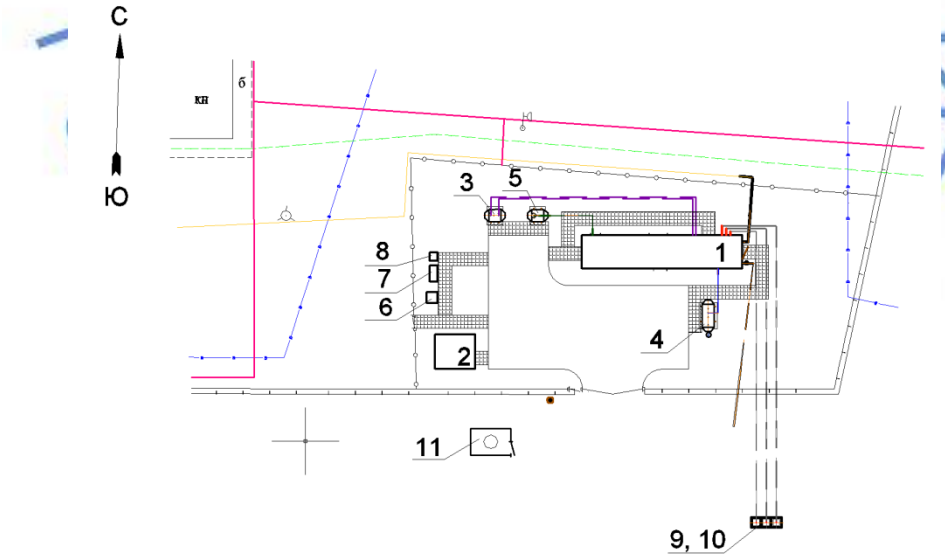

Рисунок 1. Схема генерального плана.

Планировочные решения по размещению проектируемых сооружений на площадке обоснованы заданием на проектирование, с учетом требований нормативно-технических

документов, регламентирующих обеспечение пожарной безопасности объекта и решениями, принятыми в технологической части рабочего проекта.

Система высот – балтийская, система координат – местная.

Площадка выполнена в насыпи до 0,2 м. Организация рельефа и назначение проектных отметок запроектированы в увязке с прилегающей территорией, с учетом максимального использования существующего рельефа, создания беспрепятственного поверхностного водоотвода. Система вертикальной планировки сплошная с соблюдением требуемых уклонов для отвода поверхностных вод. Отвод поверхностных вод предусмотрен по спланированной поверхности в пониженные места рельефа за пределы площадки.

За отметку 0,000 основных технологических сооружений принята отметка, соответствующая абсолютной отметке:

блок технологический, емкость сбора, хранения и выдачи конденсата – 80,30;

блок-операторная, емкость хранения и выдачи одоратна; емкость теплоносителя – 80,40.

Внутриплощадочные проезды и расположение площадок приняты в соответствии с требованиями СНиП 2.05.07-91* с учётом обеспечения необходимых функциональных подъездов к технологическим сооружениям и проезда пожарных машин. Покрытие проездов выполнено из фракционированного щебня по СТ РК 1284-2004 толщиной 0,2 м по основанию из песчано-гравийной смеси по ГОСТ 25607-2009.

Пешеходные дорожки приняты с покрытием из тротуарных плит (ГОСТ 17608-91) по основанию из песка (ГОСТ 8736-93*) толщиной 0,1 м с обрамлением бортовым камнем.

Свободные от застройки площади покрыты песчано-гравийной смесью толщиной 0,1 м.

Рабочим проектом предусмотрен частичный демонтаж существующего ограждения из сетчатых панелей с последующим восстановлением ограждения с западной стороны площадки путем повторного применения демонтированных элементов.

Технические показатели генерального плана приведены в таблице №1.

Таблица №1

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатель
1	Площадь участка (условная в пределах СПН-112)	га	0,0527
2	Площадь застройки	$м^2$	45,0
3	Площадь покрытий	$м^2$	168,0
4	Коэффициент застройки		0,085

6.2.2 Технологические решения

Рабочий проект выполнен согласно техническим условиям, выданным МПФ АО «ҚазТрансГаз Аймақ» от 15 октября 2015 года №45-10А/64.

Существующее положение

АГРС СПН-112 эксплуатируется на открытом воздухе с умеренным климатом категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Установленные характеристики объекта:

установленная мощность - 1500 $м^3$/час;

подключенная нагрузка - 1500 $м^3$/час;

необходимая нагрузка - 3000 $м^3$/час.

Находящиеся в собственности Мангистауского производственного филиала АО «ҚазТрансГаз Аймақ» газораспределительная станция (ГРС) СПН-112, расположена Мунайлинском районе на территории производственной базы станции подогрева нефти (СПН) АО «НК «КазТрансОйл».

Данная ГРС была введена в эксплуатацию в 1991 году с целью подачи газа на подогрев нефти для улучшения условий транспортировки нефти.

Основным потребителем природного газа от АГРС-3 являются энергоисточники СПН-112.

Природный газ подается по газопроводу-отводу диаметром 108 мм от МГ «Жанаозен-Актау» с подключением от двух ниток газопровода диаметрами 325 и 530 мм.

Срок эксплуатации АГРС на момент проведения технического обследования составляет 24 года, состояние основных блоков под размещение оборудования неудовлетворительное.

Технологический раздел

На площадке АГРС-1/3 подлежит демонтажу следующее оборудование:

бок переключения;

блок регуляторная;

блок подогрева газа;

узел учета расхода газа;

межблочные трубопроводы обвязки.

Взамен АГРС-1/3 производительностью 1500 м³/час устанавливается комплектно-блочное оборудование АГРС-3 производительностью 3000 м³/час, $P_{вх}$ 5,4 МПа, $P_{вых}$ 0,6 МПа, производительностью 300÷3000 м³/час с основной и резервной линиями редуцирования газа.

Характеристика АГРС-3 СПН-112

АГРС - автоматизированная газораспределительная станция, АГРС «ПОТОК» 002-1/25/12-У1, предназначена для:

очистки природного и попутного нефтяного газа от механических примесей и капельной влаги;

подогрева газа и поддержания температуры газа на выходе не ниже минимально допустимой;

снижения высокого давления газа до заданного низкого давления и поддержания его с заданной точностью;

измерения расхода газа;

одоризации газа перед подачей потребителю.

АГРС «ПОТОК» расположена на открытом воздухе в макроклиматических районах с умеренным климатом исполнения У категории размещения 1 по ГОСТ15150-69.

Номинальная производительность АГРС с парными регуляторами РДО (ПромГазЭнерго) БРМ-100/25М с РДС-ПС-01 при давлении газа на входе:

$P_{вх}$=2,5 МПа Q_{min}/Q_{max} - 100/6240(7800)* м³/час;

$P_{вх}$=1,5 МПа Q_{min}/Q_{max} - 70/3240(4050)* м³/час,

Q_{max*} - максимально-возможная производительность регулятора давления, без учёта 20%-го запаса давление газа на выходе из АГРС, $P_{вых}$ - выход 1 - PN 0,6 МПа.

Потребность в природном газе - 3000 м³/час определена по заявке потребителя – АО «КазТрансОйл».

Характеристика газопровода в точке подключения

Транспортировка объемов газа, требуемых для обеспечения потребителей СПН-112, осуществлено от МГ «Жанаозен-Актау» подключенных от двух ниток газопровода

диаметрами 325 мм и 530 мм по газопроводу-отводу на АГРС-1/3 диаметром 108х4 мм протяженностью - 180 м.

Давление газа в газопроводе-отводе на АГРС:

разрешенное -$P_{разр}$ – 2,5 МПа;

рабочее - $P_{раб}$ – 1,5÷1,8 МПа;

протяженность газопровода-отвода высокого давления PN 0,6 МПа диаметром 108х4 от АГРС до потребителя – 150 м.

Пропускная способность существующего газопровода-отвода на АГРС и газопровода-отвода высокого давления PN0,6 МПа проверена гидравлическим расчетом.

Состав оборудования ГРС

На площадке АГРС-3 предусмотрена установка технологических блоков полной заводской готовности предназначенных для работы на открытых площадках.

Технологический блок состоит из:

отсека технологического;

отсека подготовки теплоносителя;

отсека автоматической одоризации газа.

Отсек технологический состоит из следующих узлов:

Узел переключения - состоит из входного и выходного коллекторов, которые оснащены:

входным и выходным кранами диаметром 50…100 мм с дистанционно-управляемыми приводами, предназначенными для перекрытия газа по входу и выходу АГРС;

свечным краном диаметром 50 мм с дистанционно-управляемым приводом, предназначенным для сброса давления из контура АГРС.

На выходном коллекторе установлены два предохранительных клапана диаметрами 50 мм с трехходовым краном диаметром 80 мм, предназначенные для защиты потребителя от недопустимого превышения давления газа по выходу с настройкой на 1,12 $P_{вых}$. Схема установки предохранительных клапанов позволяет их опробование и регулировку без снятия.

В составе узла переключения предусмотрена обводная линия с ручным краном диаметром 50 мм и задвижки диаметром 50 мм в качестве дросселирующего устройства для ручного регулирования, соединяющая входной и выходной коллектор, предназначенная для кратковременного снабжения газом потребителей, минуя АГРС.

АГРС подключается по входному и выходному коллекторам через изолирующие вставки, входящие в комплект поставки, защищающие технологическое оборудование от заноса высокого потенциала с линейной части магистрального газопровода.

Узел очистки газа. Из узла переключения газ поступает в узел очистки газа, предназначенный для очистки газа от капельной влаги механических примесей. Узел очистки газа состоит из рабочей и обводной линий, предусмотрена установка фильтра-сепаратора ФС50-100 М4 000, замер давления, штуцеры для подачи азота и продувочные трубопроводы.

Слив конденсата из фильтра-сепаратора осуществлена в промежуточную емкость сбора конденсата, которая оснащена сигнализаторами верхнего и нижнего уровня жидкости, затем при заполнении емкости до определенного уровня слив конденсата производится в наружную емкостьсбора конденсата, сброс производится автоматически либо вручную при необходимости.

Узел подогрева газа предназначен для подогрева газа до необходимой температуры перед редуцированием. В случае, когда нет необходимости нагрева газа

или в аварийной ситуации в теплообменнике газ временно пропускают по обводной линии.

Нагрев газа осуществлено в теплообменнике, посредством циркуляции промежуточного теплоносителя, нагреваемого в отсеке подготовки теплоносителя, который предназначен для подогрева, фильтрации, обеспечения циркуляции, поддержания требуемого избыточного давления, регулирования потока теплоносителя, который поступает на отопление блок-боксов АГРС и подогрев газа.

Теплоноситель из отопительного агрегата подается в теплообменник, где осуществляется передача тепла нагреваемому телу (газу), затем охлажденный теплоноситель по обратному трубопроводу поступает на подогрев в котел.

Контур теплоносителя защищен от попадания газа высокого давления с помощью клапанов-отсекателей.

В системе циркуляции предусмотрена установка регулируемых насосов. Очищенный и подогретый газ поступает на узел редуцирования, предназначенный для снижения входного давления до заданного и поддержания его с необходимой точностью (5%).

Узел редуцирования состоит из двух основных линий: рабочей и резервной. Рабочая и резервная редуцирующие линии равноценны как по составу их оборудования, так и до пропускной способности, которая для каждой редуцирующей линии равна 100% от максимальной производительности АГРС.Снижение и регулирование давления на основных нитках осуществлены с помощью регуляторов давления газа БРМ-100/25М с РДС-ПС-01.

Переход на резервную линию осуществлен в автоматическом режиме при отклонении на плюс-минус 10% от установленного выходного рабочего давления. На линиях редуцирования предусмотрен сброс газа на свечу и штуцеры для подвода азота.

Узел измерения расхода газа предназначен для учета количества газа, отпускаемому непосредственно потребителю и оснащен двумя линиями учета (основной и резервной) со 100% пропускной способностью, запорной арматурой и турбинными счетчиками газа типа СТГ 100-650 с корректорами расхода CORUS.

Узел отбора газа. Отбор газа на собственные нужды осуществлен от выходного газопровода после обводной линии и узла одоризации и включает в себя узел редуцирования, состоящий из двух регуляторов давления РДНК-400 (рабочий и резервный), обеспечивающие стабильное выходное давление, независимо от изменения входного давления.

Предохранительные запорные клапаны СППК4Р-25-40, встроенные в регуляторы, обеспечивают прекращение подачи газа в случаях повышения выходного давления выше установленного значения и в случае падения входного давления ниже установленного значения.

Газ через термозапорный клапан КТЗ, отсечной клапан КЭГ, подаётся в счётчик газа BK-G10 с корректором ТС-215, затем поступает в котлы.

Для контроля давления и сигнализации превышения давления газа в подводящем газопроводе котлов служат датчик-реле давления ДРД.

Отсек подготовки теплоносителя

Отсек подготовки теплоносителя предназначен для подогрева, фильтрации, обеспечения циркуляции, поддержания требуемого избыточного давления, регулирования потока теплоносителя, который поступает на отопление блок-боксов АГРС и подогрев газа.

Теплоносителем системы теплоснабжения является антифриз «DIXIS-65» (поставляется в комплекте), который при использовании разбавляется водой в пропорции

- 5 частей антифриза на одну часть воды. Возможно использование других низкозамерзающих жидкостей с температурой кристаллизации не выше минус 40°С.

Давление теплоносителя в системе теплоснабжения: на входе - 0,11 МПа, на выходе из циркуляционного насоса - 0,18 МПа.

Для подогрева теплоносителя предусмотрены два водогрейных газовых котла «LAARS» модели Heating Systems Company (рабочий и резервный) тепловой мощностью 41,6 кВт каждый. Объём системы 170 л.

Циркуляция теплоносителя в контуре теплоснабжения принудительная с помощью циркуляционных насосов модели UPS 50-60/4F производительностью 28,0 м³/час, напором 6 м, мощностью двигателя 0,43 кВт, фирмы GRUNDFOS (рабочий и резервный). Для очистки теплоносителя на входе во всасывающий коллектор циркуляционных насосов установлен фильтр типа ФГ-50.

Система теплоснабжения АГРС заполняется и подпитывается ручным насосом НР-1,25/30 из ёмкости для теплоносителя через дренажный патрубок коллектора подпитки.

Избыточное давление в контуре теплоснабжения поддерживается мембранным расширительным баком БРМ ёмкостью 50 л, который подключен к входному трубопроводу коллектора подачи теплоносителя через кран КР диаметром 25 мм.

Для предотвращения повышения давления в контуре циркуляции выше допустимого, на выходе из котлов, установлены предохранительные сбросные клапаны ПО, с давлением срабатывания 5,25 кгс/см^2, сбрасывающие теплоноситель в дренажный бак Е 5.2.

Для контроля давления теплоносителя на выходе из подогревателя газа ПГ через кран КР диаметром 25 мм, подключен электро-контактный манометр ЭКМ.

Повышенное давление в момент срабатывания клапанов-отсекателей ПКО сбрасывается на свечу.

Для отключения подогревателя газа ПГ от контура теплоснабжения на прямом и обратном коллекторах установлены затворы ЗД (2 шт.).

Отсек автоматической одоризации газа

Узел одоризации газа предназначен для придания характерного запаха газу, подаваемого потребителю, который осуществляет ввод одоранта в трубопровод АГРС после обводной линии пропорционально расходу газа с автоматической и дублирующей ручной регулировкой. Узел дозирования одоранта обеспечивает автоматическую дозаправку из наружной емкости хранения одоранта и работает при расходе газа в диапазоне от минимального до максимального.

Узел одоризации состоит из следующих основных элементов:

расходная емкость;

узел замера уровня и регулирования подачи одоранта в составе: датчик уровня, электромагнитный клапан дозирующий, электромагнитный клапан заправочный;

указатель уровня с мерной линейкой;

сигнализатор уровня;

эжектор газовый;

манометры;

редуктор газовый;

арматура обвязки узла дозирования одоранта;

блок управления.

Управление осуществленоблоком управления, который установлен в операторной АГРС.

Сосуды, работающие под давлением:

емкость сбора, хранения и выдачи конденсата объемом 1,5 м³;

емкость сбора, хранения и выдачи одоранта объемом 1,0 м³.

*Емкость сбора, хранения и выдачи конденсата*объемом 1,5 м³ предназначена для сбора конденсата и других продуктов очистки газа с фильтров-сепараторов, и подогревателей газа.

Емкость представляет собой горизонтальный сосуд с эллиптическими днищами, подводящими и отводящими патрубками, к которым присоединены трубопроводы и контрольно-измерительные приборы.

Состав емкости конденсата:

патрубок слива конденсата в емкость диаметром 50 мм;

патрубок для удаления конденсата из емкости диаметром 50 мм;

сигнализатор верхнего уровня;

узел предохранительных клапанов в составе с предохранительными сбросными клапанами СППК4Р 25-100 и трехходовым шаровым краном диаметром 50 мм, PN 6,3 МПа.

Основные характеристики емкости сбора, хранения и выдачи конденсата показаны в таблице №2.

Таблица №2

Параметры		Значение
Давление, МПа (кГс/см²)	рабочее P	5,4 (54)
	расчетное P_p	5,4 (54)
	пробное $P_{пр}$ гидравлическое	8,0 (80)
Расчетная температура стенки, °С		«плюс» 20
Минимальная температура стенки, находящейся под давлением, °С		«минус» 60 (наземная часть)
		«минус» 20 (подземная часть)
Характеристика рабочей среды	Рабочая среда	Природный газ (ГОСТ 5542-87), конденсат, вода
	Класс опасности поГОСТ 12.1.007-76	4
	воспламеняемость по ГОСТ 12.1.004-91	воспламеняющаяся
	Категория и группа взрывоопасности по ГОСТ Р 51330.11-99	IIA-T1
Скорость коррозии, мм/год		0,1
Внутренний объем, м³		1,5
Число циклов нагружения за весь срок службы		Не более 1000
Группа сосуда по ГОСТ Р 52630-2006		1
Расчетный срок службы, лет		10

*Емкость сбора, хранения и выдачи одоранта*объемом 1,0 м³ предназначена для хранения и выдачи (перекачивания) одоранта в расходную емкость блока автоматической одоризации газа. Емкость представляет собой горизонтальный сосуд с эллиптическими днищами, подводящими и отводящими патрубками.

Состав емкости хранения и выдачи одоранта:

патрубок заправки одоранта в емкость диаметром 50 мм;

штуцер для подачи одоранта на узел одоризации диаметром 25 мм;

штуцер для передавливания одоранта DN15;

сигнализатор верхнего уровня одоранта;

сигнализатор нижнего уровня одоранта.

Основные характеристики емкости сбора, хранения и выдачи одоранта показаны в таблице №3.

Таблица №3

Параметры		Значение
Давление, МПа (кГс/см^2)	рабочее Р	1,6 (16)
	расчетное $P_р$	1,6 (16)
	пробное $P_{пр}$ гидравлическое	2,4 (24)
Расчетная температура стенки, °С		«плюс» 40
Минимальная температура стенки, находящейся под давлением, °С		«минус» 60 (наземная часть)
		«минус» 60 (подземная часть)
Характеристика рабочей среды	Рабочая среда	Одорант СПМ ТУ 51-81-88
	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76	2
	воспламеняемость по ГОСТ 12.1.004-91	воспламеняющаяся
	Категория и группа взрывоопасности по ГОСТ Р 51330.11-99	IIA-T3
Скорость коррозии, мм/год		0,2
Внутренний объем, м^3		1,0
Число циклов нагружения за весь срок службы		Не более 1000
Группа сосуда по ГОСТ Р 52630-2006		1

Емкости установлены подземно.

Эксплуатация емкостей, при давлении, превышающем расчетное, не допускается.

*Емкость аварийного сброса теплоносителя*объемом 1,0 м³ предназначена для заполнения системы теплоснабжения АГРС, а также для хранения и аварийного слива теплоносителя. Емкость теплоносителя представляет собой горизонтальный сосуд с плоскими днищами, подводящими и отводящими патрубками.

Состав емкости теплоносителя:

патрубок для слива и заполнения теплоносителем диаметром 25 мм;

дыхательный клапан диаметром 50 мм;

патрубок диаметром 250 мм для установки в емкость погружного насоса, предназначенного для заполнения системы теплоснабжения теплоносителем.

Проверка пропускной способности существующих газопроводов на входе и выходе из АГРС

Для проверки пропускной способности газопровода-отвода с увеличением производительности АГРС до 3000 м³/час выполнен гидравлический расчет при минимальном рабочем давлении, результаты приведен в таблице №4.

Результаты гидравлического расчета газопровода-отвода на АГРС-3 «СПН-112»

Таблица №4

Расход ,м^3/час	Длина,м	Диаметр,мм	Максимальные		Потери давления, кПа			Избыточное давление, МПа		Температура,°С	
			Скоростьм/с	Плотностькг/м^3	Трение	Местные	Подъем	нач.	кон.	нач	кон.
3000	180	108	7,14	3,88	19,000			1,5	1,481	5,0	4,57

										0	

Гидравлический расчет газопровода-отвода на АГРС-3 «СПН-112» ($P_{раб}$=1,5 МПа) показан на схеме 1.

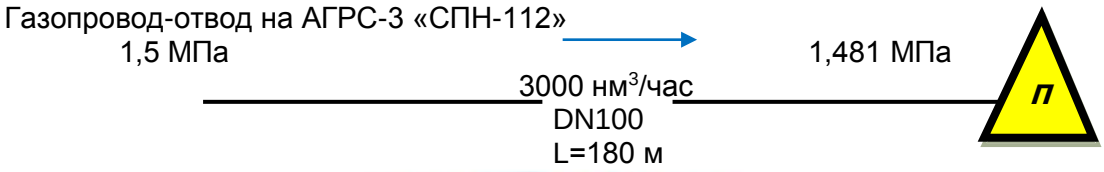

Схема 1. Гидравлический расчет.

По результатам расчета, существующий диаметр газопровода-отвода на АГРС СПН-112 обеспечивает необходимую пропускную способность и не требует замены.

Для проверки пропускной способности газопровода-отвода высокого давления PN 0,6 МПа диаметром 108х4 от АГРС до потребителя с увеличением производительности АГРС до 3000 нм³/час выполнен гидравлический расчет при рабочем давлении, приведен в таблице №5.

Результаты гидравлического расчета газопровода-отвода высокого давления PN 0,6 МПа от АГРС до потребителя.

Таблица №5

Расход,нм³/час	Длина,м	Диам, мм	Максимальные		Потери давления, кПа			Избыточное давление, МПа		Температура,°С	
			Скорость м/с	Плотн.кг/м³	Трение	Местные	Подъем	нач	кон	нач	кон
3000	150	108	19,54	5,39	42,000			0,6	0,558	5,00	4,49

Гидравлический расчет газопровода-отвода высокого давления PN 0,6 МПа от АГРС до потребителя ($P_{раб}$=0,6 МПа) показан на схеме 2.

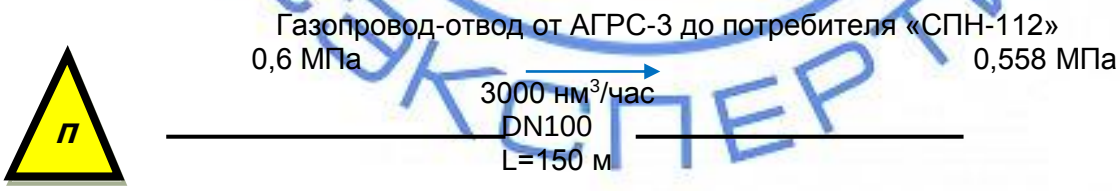

Схема 2. Гидравлический расчет.

Согласно результатам расчета, существующий диаметр газопровода-отвода высокого давления PN 0,6 МПа от АГРС до потребителя обеспечивает необходимую пропускную способность и не требует замены.

Система газовой сигнализации

Система газовой сигнализации предназначена для постоянного контроля за состоянием загазованности среды с сигнализацией предельно допустимых величин и выполняет следующие функции:

контроль и анализ уровня загазованности;

подачу предупредительного и аварийного сигналов при повышении концентрации горючих газов на 20% и на 50% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР);

выдачу сигналов в случае тревоги на управление вентиляцией;

отображение информации в операторной АГРС.

Системой газовой сигнализации оснащены:

отсек технологический;

отсек подготовки теплоносителя;

отсек автоматической одоризации газа.

Применение малоотходных и безотходных технологических процессов

Производственный цикл, связанный с транспортировкой и распределением природного газа является герметичным и закрытым, при этом для поддержания оптимальных условий для работы оборудования предусмотрен отбор газа на собственные нужды, который используется в качестве топлива. В силу экономической нецелесообразности, ввиду его малого потребления, специальные мероприятия по утилизации газа на собственные нужды не предусмотрено.

Контроль качества продукции

Газ, подаваемый на АГРС-3 «СПН-112» из МГ «Окарем-Бейнеу» соответствует требованиям СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам».

Состав товарного газа МГ «Окарем-Бейнеу» показан в таблице №6.

Таблица №6

Параметры	Ед. изм.	Среднее
Метан (CH_4)	мол. %	88,6780
Этан (C_2H_6)	мол. %	4,4720
Пропан (C_3H_8)	мол. %	1,9890
N-бутан (NC_4H_{10})	мол. %	0,3880
И-бутан (IC_4H_{10})	мол. %	0,5610
N-пентан (NC_5H_{12})	мол. %	0,1170
И-пентан ($IC_{45}H_{12}$)	мол. %	0,1510
Углеводороды выше гексана (C_{6+})	мол. %	0,1250
Азот (N_2)	мол. %	2,2090
Углекислый газ (CO_2)	мол. %	1,3030
Сероводород	г /м^3	0,0001
Меркаптаны	г /м^3	0,0001
Плотность	кг/м^3	0,773
температура точка росы по влаге	0° С	-8,5

точка росы по углеводороду	0° С	-

Газ, подаваемый в распределительную сеть после АГРС, соответствует ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».

После замены оборудования АГРС-3 «СПН-112» останется в обслуживании МПФ АО «КазТрансГаз Аймак».

Технологические трубопроводы АГРС

Подземно проложенные технологические трубопроводы внутри территории АГРС приняты из стальных бесшовных горячедеформированных труб диаметрами 22х3,0, 57х4,0 мм (ГОСТ 8731-87), группа В, нанесением «весьма усиленной» антикоррозийной изоляции полимерными липкими лентами; диаметрами 108х6,0 мм (ГОСТ 8731-87), группа В, с заводской изоляцией.

Надземно проложенные трубопроводы внутри территории АГРС приняты из стальных бесшовных горячедеформированных труб диаметрами 22х3,0, 57х4,0, 108х6,0 мм (ГОСТ 8731-87), группа В.

Защитное покрытие подземных труб грунтовкой ГФ-021 за 1 раз, надземных труб по грунтовке эмалью ПФ-115 желтого цвета за два раза.

Трубопроводы теплосети приняты предизолированные (ГОСТ 30732-2006) Ст 32х3,0-ППУ-ОЦ, и проложены подземно.

Подземные емкости конденсата, одоранта и теплоносителя подлежат к изоляции К-Flex.

Контроль сварных стыков методом радиографии - 100%.

Перед подачей газа в АГРС, трубопроводы и технологическое оборудование продувается азотом, чтобы из системы удалить воздух.

После соединения блоков и узлов технологических площадок сваркой, производится испытание всех межблочных трубопроводов на герметичность и проверка на плотность.

Трубопроводы, расположенные в пределах площадки АГРС, а также трубопроводы импульсного газа должны испытываться на прочность гидравлическим способом в один этап в нижней точке (после крепления на опорах) $P_{исп}=P_{зав}$ в течение 24 ч.

Проверка на герметичность под рабочим давлением $P_{исп}=P_{раб}$ производится в течение времени, необходимого для осмотра участка, но не менее одного часа.

Проектные решения по замене АГРС-1/3 обеспечат необходимые объемы поставки газа для бесперебойного снабжения потребностей энергоисточников СПН-112, использующих природный газ в качестве основного топлива для оборудования подогрева нефти и нормальные условия эксплуатации объекта.

Основные технические показатели:

потребность в природном газе - 3000 м³/час;

номинальная производительность АГРС при давлении газа на входе:

$P_{вх}$2,5 МПа Qmin/Qmax - 100/6240(7800)* м³/час;

$P_{вх}$1,5 МПа Qmin/Qmax - 70/3240(4050)* м³/час;

давление газа в газопроводе-отводе на АГРС:

разрешенное -$P_{разр}$ – 2,5 МПа;

рабочее - $P_{раб}$ – 1,5÷1,8 МПа;

газопровод-отвод на АГРС-1/3 диаметром 108х4 мм, протяженность –180 м;

газопровод-отвод высокого давления PN 0,6 МПа от АГРС до потребителя диаметром 108х4, протяженность – 150 м.

6.2.3 Архитектурно-строительные решения

Технологический блок

Блок-комплектное газовое оборудование полной заводской готовности представляет собой отапливаемый блок-бокс прямоугольной конфигурации с размерами в плане 12,0х2,5 м.

Блок-операторная

Операторная представляет собой одноэтажный отапливаемый блок-боксполной заводской готовности прямоугольной конфигурации с размерами в плане 3,0х2,6 м,

Общие решения технологического блока и блок-операторной

Блок–боксы установлены на железобетонные площадки.

Внутренняя отделка: стены и потолок - обшивка стеновыми профилированными листами с заводской окраской; пол - настил из рифленной листовой стали.

Наружная отделка: стен – обшивка металлосайдингом с заводской окраской; крыши – кровельные профилированные листы с заводской окраской.

Двери металлические утепленные.

Емкость хранения и выдачи одоранта. Емкость сбора, хранения и выдачи конденсата. Емкость теплоносителя

Технологические емкости стальные горизонтальные заводского изготовления объемом 1 м^3 и 1,5 м^3 соответственно, в подземном исполнении.

Трансформаторная площадка

Установка комплектной трансформаторной подстанции выполнено на опоре. Площадка выполнена в ограждении прямоугольной формы в плане с размерами 3,0х2,0 м, высотой 1,7 м с устройством калитки.

6.2.4 Конструктивные решения

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости зданий – II.

Основанием фундаментов служит ИГЭ-1.

Технологический блок. Блок-операторная

Конструктивная схема–каркасная. Блок-боксы АГРС состоят из цельносварного металлического каркаса, закрепленного на жесткой раме, выполненные из стальных профилей.

Фундаменты под блок-боксы плитные, монолитные с размерами в плане 12,5х3,0 м и 3,5х3,1 м из бетона класса В15, армированные сетками из арматуры диаметром стержней 12 мм класса А-III по ГОСТ 5781-82*. Для крепления блочного оборудования предусмотрены стальные закладные детали.

Стены и покрытие из профилированных листов (ГОСТ 24045-2010) с утеплителем из негорючих минераловатных плит на основе базальтового волокна толщиной 75 мм (ГОСТ 9573-2012) и гидроизоляционной паропроницаемой трехслойной мембраны производства «Изоспан».

Емкость хранения и выдачи одоранта. Емкость сбора, хранения и выдачи конденсата. Емкость теплоносителя

Установка подземной емкости предусмотрено на отметке минус 1,8 м на песчаное основание толщиной 400 мм.

Трансформаторная площадка

Ограждение и калитка площадки выполнены из сетчатых панелей по серии 3.017-1. Стойки из стальных труб диаметром 89х4 мм, замоноличенные в грунт бетоном класса В15.

Мероприятия по защите строительных конструкций, сетей и сооружений от коррозии

Бетон для бетонных конструкций выполнен на сульфатостойком портландцементе.

Под фундаментами предусмотрена подготовка из щебня толщиной 100 мм пропитанная битумом до полного насыщения и основания из песчано-гравийной смеси.

Устранение просадочности грунтов основания выполнено тяжелой трамбовкой грунта.

Все боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом,обмазаны горячим битумом за два раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Антикоррозийная защита арматурных изделий обеспечено соблюдением требуемой рабочим проектом толщины защитного слоя бетона.

Металлические элементы конструкций окрашены двумя слоями эмали ПФ115 по огрунтовке из ГФ 021 в соответствии со СНиП РК 2.01-19-2004.

6.2.5 Инженерное обеспечение, сети и системы

Водоснабжение и канализация

Наружные сети водопровода и канализации

Питьевая вода для операторов предусмотрена привозная бутилированная из расчета 5 л/сут на 1 человека.

На площадке АГРС-3 «СПН-112» предусмотрена установка био-туалета на 1 очко.

Электротехнические решения

Рабочий проект выполнен согласно техническим условиям, выданным МПФ АО «ҚазТрансГаз Аймақ» от 15 октября 2015 года №29-4А/11.

АГРС-3 расположена на территории пункта подогрева нефти «СПН-112» и запроектирована из блочно-модульных изделий, а именно:

блок технологический,

блок операторная,

ёмкость сбора, хранения и выдачи конденсата;

ёмкость хранения одоранта;

емкость аварийного сброса теплоносителя;

трубопроводы и кабельная продукция.

Потребителями электроэнергии на проектируемой площадке АГРС-3 является электрооборудование, электроосвещение,системы автоматики и телемеханики АГРС, системы отопления, кондиционирования воздуха и аварийного электроснабжения блок-модуля операторной, наружное освещение.

Блочно-модульные сооружения поставляются заводом изготовителем в полной заводской готовности.

В разделах выполнено:

внешнее электроснабжение АГРС-3;

внутри площадочные распределительные сети;

сеть наружного освещения площадки АГРС-3.

Все электроприёмники предназначены для питания от сети переменного тока 380/220 В с глухо заземлённой нейтралью. Система защитного заземления оборудования принята типа TN-C-S.

По степени надежности электроснабжения потребители АГРС-3 отнесены к III категории по классификации ПУЭ РК. Приборы КИПиА, сигнализация являются потребителями I категории по степени надёжности электроснабжения по классификации ПУЭ РК.

Надёжность электропитания потребителей I категории обеспечена источником бесперебойного питания и бензиновым генератором, поставляемых в комплекте с блок модулем операторной.

В соответствии с техническими условиями внешнее электроснабжение АГРС-3 выполнено ответвлением от существующей опоры №1 б/н вдоль трассовой воздушной линии ВЛ-6 кВ «Актау-Жетыбай-Жанаозен».

Для подключения ответвительной ВЛ-6 кВ на опоре №1 б/н установлено устройство ответвления УОП.

Строительство ответвительной ВЛ-6 кВ запроектировано на типовых железобетонных стойках марки СВ 105-5 по типовому проекту ТП 3.407.1-143 «Железобетонные опоры ВЛ-10 кВ. Выпуск 1. Опоры на базе железобетонных стоек длиной 10,5 м».

На первой анкерной опоре, проектируемой ВЛ-6 кВ, принята установка линейного разъединителя типа РЛНД1-10/400У1 с приводом ПРН3-10У1.

Пересечения и сближения проектируемой ответвительной ВЛ-6 кВ с существующими инженерными коммуникациями приняты в соответствии с требованиями ПУЭ РК.

Изоляция ответвительной ВЛ-6 кВ принята на штыревых изоляторах для промежуточных опор и на подвесных изоляторах для анкерных опор.

На ответвительной ВЛ-6 кВ принят сталеалюминевый провод типа АС-50/8.

Средний габаритный пролет ответвительной ВЛ-6 кВ принят 55,0 м.

В связи с высокой степенью коррозийной активности грунтов все стойки ответвительной ВЛ-6 кВ выполнены из сульфатостойкого портландцемента.

Все железобетонные и металлические части опор, находящихся в грунте, покрыты битумной гидроизоляцией за 2 раза. Металлические части опор окрашены масляной краской в два слоя.

При выборе трассы ответвительной ВЛ-6 кВ соблюдены все нормируемые расстояния.

Преобразование напряжения и электроснабжение потребителей запроектировано от проектируемой мачтовой одно трансформаторной подстанции типа МТПО-10/0,23УХЛ1 с трансформатором типа ОМП 4/10 мощностью 4,0 кВА.

Подстанция запроектирована с установкой на опоре, с воздушным вводом и отходящими кабельными линиями 0,4 кВ.

В состав МТПО входят разрядники, высоковольтные предохранители, шкаф РУНН, силовой трансформатор, которые размещены на опоре согласно типовому проекту. На концевой опоре для подключения МТПО установлены высоковольтные предохранители.

Установка и крепление МТПО с трансформатором ОМП выполнена на опоре ВЛ-6 кВ на высоте.

Кабели, выходящие из шкафа РУНН и служащие для присоединения к силовому трансформатору со стороны НН, проложены в трубах, закрепленных на опоре. Шкаф РУНН закрывается дверью с самозапирающимся замком.

На основании технических условий МТПО укомплектована прибором учета активной энергии статическим однофазным счетчиком активной энергии модели Альфа СМАРТ AS220 230 В, 5(60) А. Электронный счетчик имеет долговременную память и выход

текущего и коммерческого значения в систему контроля учета расхода электроэнергии АСКУЭ.

Подключение проектируемого блок модульного оборудования принято по кабельной линии.

Наружное освещение проектируемой площадки АГРС-3 принято светодиодными прожекторами типа FLCLEDTYPE 2PS 4000K. Прожектора установлены на существующей осветительной мачте ПМЖ-16,6.

Управление наружным освещением запроектировано со щита операторной.

Силовой питающий кабель запроектирован марки ВБбШв 3х6 мм^2.

Внутри площадочные распределительные сети выполнены кабелем марки ВБбШв с сечением жил 3х2,5 мм^2, 4х2,5 мм^2. Сеть наружного освещения выполнена кабелем марки ВБбШВ сечением 3х2,5 мм^2.

Кабельные сети проложены в траншее на глубине не менее 0,7 метров от поверхности земли. По трассам кабелей уложена защитная сигнальная лента. При пересечении с автодорогами и коммуникациями, при вводе в блок-модули и сооружения кабели защищены трубой.

Кабели выбраны по допустимому длительному току с учетом необходимого резерва по пропускной способности.

Для защиты персонала от поражения электрическим током предусмотрено выполнение в полном объёме защитных мероприятий, в соответствии с требованиями ПУЭ РК.

Все железобетонные опоры проектируемой ответвительной ВЛ-6 кВ, установленное на опорах оборудование и металлоконструкции, подлежат заземлению. К заземляющему устройству концевой опоры ответвительной ВЛ-6 кВ присоединено заземляющее устройство трансформатора ОМП 10/10.

В качестве заземляющих спусков использована продольная арматура железобетонных стоек. Заземление опор выполнено по типовой серии 3.407-150.

Защита от перенапряжений обеспечена установкой разрядников на опорах ответвительной ВЛ-6 кВ в местах присоединения кабелей и на подстанциях.

Уравнивание потенциалов запроектировано заземлением металлических корпусов оборудования.

Основные технические показатели:

установленная мощность - 5,1 кВт;
расчетная мощность - 2,5 кВт;
расчетная мощность наружного освещения - 0,22 кВт;

Ответвительная ВЛ-6 кВ:

мачтовая комплектная одно трансформаторная подстанция МТПО-10/0,23УХЛ1 - 1шт;
трансформатор типа ОМП 4/10 - 1 шт;
протяженность ВЛ-6 кВ - 347,0 м;
линейный разъединитель РЛНД1-10/400У1 с приводом ПРН3-10У1 - 1 шт;
общая протяженность кабеля ВБбШв-1 3х6 мм^2 - 20,0 м;

Внутриплощадочные сети:

общая протяженность кабеля ВБбШв - 205,0 м.

Электрохимзащита (ЭХЗ)

В соответствии с нормативными требованиями ГОСТ 9.602-2005 («Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии») настоящим рабочим проектом для защиты проектируемого оборудования и стальных подземных газопроводов от почвенной коррозии наряду с изоляционными

покрытиями (пассивная защита) предусмотрена электрохимическая защита (активная защита).

Технологические объекты являются наружными установками с взрывоопасными зонами класса В-1г.

Все защитные покрытия выполнены в соответствии с действующими нормативными требованиями по нанесению этих покрытий.

Главным критерием защищенности подземных трубопроводов системами ЭХЗ является минимальная разность потенциала «сооружение – земля».

Грунт - супесь. Блуждающие токи не обнаружены. Коррозионная активность грунтов по отношению к стали - среднеагрессивная. Сопротивление грунта в пределах 5-35 Ом/м.

Для стали в грунте величина потенциала без внутреннего сопротивления принята в диапазоне от - 0,85 В до - 1,15 В по отношению к медносульфатному электроду сравнения.

Газопроводы приняты из стальных бесшовных горячедеформированных труб диаметрами 325 мм, 530 мм, 108х4 мм. Протяженность газопровода-отвода на АГРС-3 диаметром 108х4 мм - 180 м.

Для обеспечения нормируемого защитного потенциала, на участках в местах выходов подземных газопроводов и у проектируемого оборудования установлены магниевые протекторы типа ПМ-20У.

Текущий контроль за работой систем ЭХЗ принят путем измерения защитного потенциала.

Для контроля за величиной защитного потенциала и тока предусмотрена установка контрольно-измерительных пунктов КИП с подключением в точке дренажа через блок диодно-резисторный БДР-М1-25-3-УХЛ-1.

Для предотвращения утечек защитного тока и необоснованного завышения мощностей источников катодной поляризации предусмотрены изолирующие фланцы между подземными и надземными участками трубопроводов, соединенными с надземными металлическими сооружениями.

Подключение протекторов и систематический контроль за состоянием защищаемых объектов, запроектировано контрольно-измерительными пунктами типа КИП-5-6-0,8 и КИП-0-6-0,8.

В качестве электрода сравнения принят электрод сравнения типа ЭСН-МС1.

Все электрические перемычки запроектированы кабелем марки ВВГ-0,66 сечением 2х10 мм^2, обеспечивающим минимальные потери напряжения.

Технические решения по расположению элементов ЭХЗ и конструктивные решения по их устройству приняты по типовой серии 7.402-5 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных трубопроводов от коррозии».

Для проектируемой системы ЭХЗ предусмотрено выполнение в полном объеме всех защитных мер электробезопасности, предусмотренных «Правилами устройства электроустановок Республики Казахстан» (ПУЭ РК).

Основные технические показатели:

общая протяженность кабеля - 25,0 м;

количество установленных протекторов ПМ-20У - 5 шт.;

количество установленных диодно-резисторных блоков БДРМ - 5 шт.;

суммарное количество установленных контрольно-измерительный пунктов КИП - 7 шт.;

количество установленных электродов сравнения типа ЭСН-МС1 - 7 шт.

Молниезащита и заземление

Проектируемая блок-модульная АГРС-3 является наружной установкой со взрывоопасными зонами класса В-1г.

В соответствии с нормативными требованиями ПУЭ РК и СН РК 2.04-29-2005 («Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений») проектируемое блочно модульное технологическое оборудование и сооружения на площадке АГРС-3 «СПН-112» подлежат оборудованию молниезащитой II категории и заземляющим устройством.

Для проектируемого оборудования и сооружений запроектирован общий наружный контур заземления. Заземляющий контур выполнен из стальных полос 40х4 мм, проложенных на глубине 0,7 м. Вертикальные электроды запроектированы из стальных уголков 50х50х5 мм, длиной 2,5 м. Защитное заземление выполнено присоединением проектируемого оборудования, сооружений и коммуникаций к заземляющему контуру стальной полосой. Соединение элементов контура заземления выполнено сваркой.

Проектируемая площадка АГРС-3 защищена от прямых ударов молнии молниеприёмником, который установлен на существующей прожекторной мачте типа ПМЖ, на высоте 16,6 метров. Высота молниеприемника составляет 27,05 метров.

Защита от прямых ударов, вторичных проявлений молнии, защита от статического электричества и от заноса высокого потенциала обеспечена посредством присоединения коммуникаций к заземляющим устройствам.

Уравнивание потенциалов осуществлено за счет заземления металлических корпусов оборудования. Проектируемое оборудование и сооружения присоединены к заземляющему контуру не менее, чем в двух точках.

В соответствии с требованиями ПУЭ РК для защиты персонала от поражения электрическим током предусмотрено выполнение защитных мероприятий в полном объёме.

Автоматизированная система управления инженерным оборудованием

Для ведения технологического контроля и управления на АГРС-3 проектными решениями предусмотрено использование системы автоматизированного управления и измерения технологических параметров, расчёта и преобразования физических величин в сигналы, на базе персонального компьютера автоматизированного рабочего места (АРМ) и программных средств систем управления.

АГРС-3 запроектирована в комплектном блочно-модульном исполнении, с запорно-регулирующей аппаратурой, первичными средствами контрольно измерительными приборами и автоматики КИПиА и площадками обслуживания. Установки блочно-модульного исполнения работают в автономном режиме или с участием оператора-технолога. Контроль за работой оборудования осуществлено по месту и дистанционно из операторной. Автоматизированный комплекс контроля, управления и защиты (САУ) АГРС-3 выполнен на базе программируемых контроллеров семейства SIMATIC S7 моделей 300 и поставляется комплектно с АГРС.

Комплект поставки:

шкаф САУ АГРС;

шкаф вводно-учетный (ШВУ);

источник бесперебойного питания, аккумуляторные батареи;

панель оператора;

программное обеспечение.

В разделе запроектировано непрерывное измерение и дистанционная передача значений в существующую систему диспетчерского контроля и управления.

Цель:

эксплуатация проектируемого объекта на заданных режимах, автоматическая защита и блокировка технологического оборудования от повреждений при возникновении аварийных ситуаций;

контроль и регистрация предупредительной и аварийной телесигнализации технологических объектов АГРС, в том числе выход технологических параметров за пределы уставок;

отображение, автоматическая регистрация и архивирование в базах данных текущей информации, аварийных сообщений, действий диспетчерского персонала, результатов регламентных процедур;

телесигнализация несанкционированного доступа внутрь блок-боксов АГРС;

пожарная сигнализация в блок-боксах АГРС;

информационный обмен и взаимодействие с ДП МПФ АО «КазТрансГаз Аймак» с использованием GSM/GPRS канала связи.

САУ АГРС-3 предназначена для непрерывного автоматического контроля технологических параметров, реализации функций защиты, дистанционного и автоматического управления основным и вспомогательным оборудованием ГРС, обеспечивающим подачу газа потребителям в необходимом количестве с заданными параметрами.

САУ АГРС функционирует в составе интегрированной автоматизированной системы управления технологическими процессами газотранспортного предприятия (АСУ ТП) с обеспечением взаимодействия с диспетчерским пунктом (ДП) по GSM/GPRS каналу связи.

Передача информации с САУ АГРС-3 «СПН-112» на ДП МПФ АО «КазТрансГаз Аймак» осуществляется по GSM/GPRS каналу связи по протоколу EthernetTCP/IP.

Структура системы автоматизации

В диспетчерском пункте обеспечен выход в сеть Интернет. Установлено программное обеспечение фирмы SCADA WinCC.

На уровне ДП МПФ АО «КазТрансГаз Аймак» предусмотрен:

циклический сбор и регистрация данных от ПЛК;

формирование архивов для хранения ретроспективных данных;

защита информации.

непрерывный циклический мониторинг состояния объектов;

первичная обработка сигналов;

обработка логических алгоритмов контроля и управления - прикладного программного обеспечения.

Структура и параметры АГРС-3 «СПН-112»

Комплекс состоит из:

совмещенного унифицированного основного сервера и АРМ оператора на ДП МПФ АО «КазТрансГаз Аймак» в настольном исполнении;

накопителя на компакт-дисках.

В качестве сервера использован промышленный компьютер.

Комплекс обеспечивает выполнение функций пункта управления по сбору, обработке, хранению и отображению информации в реальном времени о состоянии АГРС-3, включая поддержку графических операторских рабочих мест (АРМ диспетчера).

Реализация функции системы управления и визуализации технологического процесса осуществлена на базе программного обеспечения ПО WINCC V7.0.

На уровне операторского управления поддерживается интерфейс:

отображения информации на сенсорной панели оператора;

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

печати протоколов;

архивирования информации;

санкционирования доступа к функциям системы с помощью паролей.

Для питания контроллеров и приборов полевого уровня предусмотрены блоки питания с выходным током 24 В DC, вх. 100-220В AC.

На щите контроллера установлены шины заземления: шина заземления PE и шина сбора экранов.

Полевой уровень средств КТС (нижний уровень АСУТП) включает датчики аналоговых и дискретных сигналов. Это приборы для измерения рабочих и предельных значений уровня, приборы для измерения давления, температуры, расхода и загазованности.

Для обеспечения централизованного контроля и управления технологическими процессами предусмотрена организация связи через точки доступа Ethernet, обеспечивающие возможность передачи технологической информации от проектируемых систем автоматизации в операторную.

Контрольно-измерительные приборы, расположенные в помещении, функционируют в промышленной, влажной и коррозионно-активной атмосфере в интервале температур от минус 40°С до плюс 45°С. Степень защиты от влаги и проникновения пыли для оборудования, расположенного на открытой площадке, предусмотрена не ниже IP54.

Электронные и электрические приборы, предназначенные для размещения в опасных зонах, имеют степень защиты, соответствующую этой зоне. Основным подходом к обеспечению безопасности является искробезопасное исполнение приборов по категории EEx(ia).

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

Местные показывающие приборы контроля температуры, давления и расхода установлены непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах.

Установка приборов и средств автоматизации запроектирована с учетом удобства обслуживания.

Кабельные трассы цепей управления и сигнализации выполнены контрольными кабелями с медными жилами. В помещениях кабели проложены в кабельных каналах/лотках/стеллажах по строительным конструкциям.

Внутриплощадочные сети выполнены кабелем марок FE40FR 4G1,0, 4G2,5 и FEXOHRFR с сечением жил 16х2,5 мм^2, 8х2х1,5 мм^2, 6х2,5 мм^2, 6х2х2,5 мм^2, 6х2х1,0 мм^2, 4х2х1,0 мм^2, 4х2х1,0 мм^2, 4х1,0 мм^2, 2х2х1,0 0 мм^2.

Кабельные сети проложены в траншее на глубине не менее 0,7 метров от поверхности земли. По трассам кабелей уложена защитная сигнальная лента. При пересечении с автодорогами и коммуникациями, при вводе в блок-модули и сооружения кабели защищены трубой.

Ввод кабелей в шкафы, приборы КИП и в клеммные коробки предусмотрен через сертифицированные уплотнительные кабельные вводы и шайбы по коду IP.

Для заземления оборудования использован контур заземления.

Все средства КИПиА оборудованы системой защиты от статического электричества.

Основные технические показатели:

сервер 6AG4104-2DA21-OXXO - 1 комплект;

жидко кристаллический монитор 6GF6220-1DA01 - 1 шт.;

программное обеспечение для сервера 6AV6381-2BH07-OAXO- 1 комплект;

общая протяженность контрольного кабеля марок FE40FR и марок FE40FR- 1910,0 м.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

В рабочем проекте разработаны мероприятия, направленные на снижение риска возникновения чрезвычайных ситуаций и их локализацию. Мероприятия по снижению последствий чрезвычайных ситуаций проводятся по следующим направлениям:

рациональное расположение оборудования на технологических площадках;

герметизация технологического процесса;

обеспечение электрохимзащитой;

обеспечение безопасности производства;

обеспечение надежного электроснабжения;

обеспечение защиты от пожаров;

обеспечение защиты обслуживающего персонала.

6.4 Охрана окружающей среды

На этапе строительства образуются отходы в количестве 14,7753 т/год.

По окончании строительства производится техническая рекультивация отведенных земель.

Рабочий проект рассмотрен и не согласован:

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Мангистауской области» - заключение государственной экологической экспертизы от 11 апреля 2016 года №R3-0072/16.

6.5 Организация строительства

Нормативная продолжительность строительства определена по СНиП РК 1.04.03-2008 и составляет 4 месяца.

Согласно письма МПФ АО «ҚазТрансГаз Аймақ» от 24 марта 2016 года №01-29-912, начало строительства объекта запланировано во втором квартале 2016 года.

6.6 Сметная документация

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

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

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 5.4.4.1) по выпуску сметной документации в текущих ценах 1 квартала 2016 года.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы ЭСН РК 8.04-02-2015;

сборники сметных цен в текущем уровне 2016 года на строительные материалы, изделия и конструкции ССЦ РК 8.04-08-2015;

сборник сметных цен в текущем уровне 2016 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов СЦЭМ РК 8.04-11-2015;

сборник тарифных ставок в строительстве 2015 года СТС РК 8.04-07-2015;

сборник сметных цен в текущем уровне 2016 года на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2015;

сборник сметных цен в текущем уровне 2016 года на инженерное оборудование объектов строительства ССЦ РК 8.04-09-2015;

перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующих сборниках цен, утвержденный директором МПФ АО «КазТрансГаз Аймак» от 25 декабря 2015 года согласно пункту 24 Государственного норматива по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан.

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы, определённые в соответствии с Государственным нормативом по определению величины накладных расходов в строительстве (приложение 2 к приказу от 3 июля 2015 года №235-нқ);

сметная прибыль в размере 8% от суммы прямых затрат и накладных расходов (п.79, приложение 1 к приказу от 3 июля 2015 года №235-нқ);

резерв средств заказчика на непредвиденные работы и затраты в размере 2% от общей суммы средств по позициям 1-7 сводного сметного расчета (п.91, приложение 1 к приказу от 3 июля 2015 года №235-нқ);

затраты на строительство временных зданий и сооружений (НДЗ РК 8.04-05-2015);

дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время (НДЗ РК 8.04-06-2015).

Сметная стоимость строительства определена в ценах 2016 года с учетом норм задела объема инвестиций и прогнозного уровня инфляции по годам строительства, согласно прогноза социально-экономического развития Республики Казахстан на 2015-2019 годы одобренного на заседании Правительства Республики Казахстан (протокол №47 от 17 ноября 2015 года).

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка принятых проектных решений

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

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

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки проектной документации.

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п. 7.2 соответствуют государственным нормативным требованиям по экологической и промышленной безопасности и обеспечивают надежное функционирование объекта.

7.2 Дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы

Рабочий проект «Замена АГРС 1/3 (автоматизированная газораспределительная станция) «СПН-112 (станция подогрева нефти)» на АГРС-3» в рамках проекта «Модернизация, реконструкция и новое строительство газораспределительных сетей населенных пунктов Мангистауской области» рассмотрен и согласован ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Мангистауской области».

Таблица №7

Основные технико-экономические показатели по рабочему проекту

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		увеличение, -снижение
			Заявленные	Рекомендуемые к утверждению	
1	Площадь участка	га	0,0527	0,0527	
2	Коэффициент застройки	%	0,085	0,085	
3	Производительность АГРС	м^3/час	3000	3000	
4	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2015-2016 годов, в том числе: СМР, оборудование; прочие	млн. тенге	235,825 18,158 176,518 41,149	232,477 17,282 174,508 40,687	- 3,348 - 0,876 - 2,010 - 0,462
5	Из них: на 2015 год (ПИР, экспертиза) на 2016 год	млн. тенге		9,782 222,695	
6	Продолжительность строительства	мес.	4	4	

Примечание: уменьшение сметной стоимости строительства в текущих ценах составило 3,348 млн. тенге и произошло в результате корректировки проектных решений по замечаниям экспертизы.

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **«Замена АГРС 1/3 (автоматизированная газораспределительная станция) «СПН-112 (станция подогрева нефти)» на АГРС-3» в рамках проекта «Модернизация, реконструкция и новое строительство газораспределительных сетей населенных пунктов Мангистауской области»** соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

площадь участка - 0,0527 га;
коэффициент застройки - 0,085%;
производительность АГРС - 3000 м^3/час;
общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2015-2016 годов - 232,477 млн. тенге,
в том числе: СМР - 17,282 млн. тенге,
оборудование - 174,508 млн. тенге,
прочие - 40,687 млн. тенге;
продолжительность строительства - 4 месяца.

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

3. Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

4. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована Мангистауским производственным филиалом АО «ҚазТрансГаз Аймақ» в соответствии с условиями договора от 09 апреля 2016 года №15-0080.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. **«Маңғыстау облысындағы елді мекендердің газ тарату желілерінің жаңа құрылысы және жаңғырту мен қайта құралымдау» жобасы шеңберінде «112-МЖС-дағы1/3 АГТС-ті (автоматтандырылған газ тарату стансасы) (мұнай жылыту стансасы) 3-АГТС-ке ауыстыру»** жұмыс жобасына енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтер талаптарына сәйкес келетіндіктен, төмендегі негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсыныс жасаймыз:

телім алаңы	- 0,0527 га;
құрылыс салу ауданы	- 0,085%;
АГТС өнімділігі	- 3000 текше метр/сағатына;
2015-2016 жылдардағы ағымдағы бағалардағы құрылыстың жалпы сметалық құны	- 232,477 млн. теңге,
оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары	- 17,282 млн. теңге,
жабдық	- 174,508 млн. теңге,
өзгеде	- 40,687 млн. теңге,
құрылыс ұзақтығы	- 4 ай.

2. Жұмыс жобасы бекітуге ұсынылғанда және жұмыс жасауға берілгенде осы сараптама қорытындысымен сәйкестігі тексерілуі керек.

3. Тапсырысшы құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдары мен құрастырмаларын барынша пайдалансын.

4. Осы сараптау қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2016 жылғы 09 сәуірдегі №15-0080 шарттың талаптарына сәйкес «ҚазТрансГаз Аймақ» АҚ Маңғыстау өндірістік филиалымен кепілдік етеді.

Куварзина Э.Б.

Начальник производственного отдела

Сивинцева Н.Р.

Эксперт

Мусагалиев Ж.Б.

Эксперт

Ергалиева К.Ж.

Главный специалист

Кононенко Н.М.

Эксперт

Петрова Н.А.

Эксперт

Жаксыбаева К.Д.

Эксперт