ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ӨҢІРЛІК ДАМУ МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ КОМИТЕТІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ
ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫ
(«МЕМСАРАПТАМА» РМК)

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ НА ПРАВЕ
ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
(РГП «ГОСЭКСПЕРТИЗА»)
КОМИТЕТА ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА
И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА
МИНИСТЕРСТВА РЕГИОНАЛЬНОГО
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ҚОРЫТЫНДЫ

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ӨҢІРЛІК ДАМУ МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ КОМИТЕТІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ
ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫ
(«МЕМСАРАПТАМА» РМК)

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ НА ПРАВЕ
ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
(РГП «ГОСЭКСПЕРТИЗА»)
КОМИТЕТА ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА
И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА
МИНИСТЕРСТВА РЕГИОНАЛЬНОГО
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Бекітемін:

«Мемсараптама» РМК
бас директорының
бірінші орынбасары

..... Т. Қарағойшин

«Бейнеу-Шымкент» магистралды газ құбырының 1393 шақырымында № 19 «Темірлан» АГТС және АГТС-тан Ордабасы ауданының Темірлан елді мекені арқылы Арыс қаласына дейін тартылатын газ құбырын салу»
жұмыс жобасы бойынша

2014 жылғы 23 сәуірдегі № 01-0203/14

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Оңтүстік Қазақстан облысының
Энергетика және тұрғын-үй коммуналдық
шаруашылық басқармасы» ММ,
Шымкент қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Қазақ мұнай және газ
тасымалдау институты» ЖШС,
Алматы қаласы

Астана қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Бейнеу-Шымкент» магистралды газ құбырының 1393 шақырымында № 19 «Темірлан» АГТС және АГТС-тан Ордабасы ауданының Темірлан елді мекені арқылы Арыс қаласына дейін тартылатын газ құбырын салу» жұмыс жобасы бойынша осы сараптау қорытындысы «Мемсараптама» РМК-мен берілді.

«Мемсараптама» РМК-ның рұқсатынсыз осы сараптау қорытындысын толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ӨҢІРЛІК ДАМУ МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ КОМИТЕТІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ
ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫ
(«МЕМСАРАПТАМА» РМК)

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ НА ПРАВЕ
ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
(РГП «ГОСЭКСПЕРТИЗА»)
КОМИТЕТА ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА
И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА
МИНИСТЕРСТВА РЕГИОНАЛЬНОГО
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Утверждаю:

Первый заместитель
генерального директора
РГП «Госэкспертиза»

..... Т. Карагойшин

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-0203/14 от 23 апреля 2014 г.

по рабочему проекту

«Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г. Арысь»

ЗАКАЗЧИК:
ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области»,
г. Шымкент

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Казахский институт транспорта нефти и газа»,
г. Алматы

г. Астана

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по рабочему проекту **«Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г. Арысь»** выдано РГП «Госэкспертиза».

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г. Арысь».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 31 октября 2013 года № 741 между РГП «Госэкспертиза» и ТОО «Казахский институт транспорта нефти и газа».

2. ЗАКАЗЧИК: ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области», г. Шымкент.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Казахский институт транспорта нефти и газа», г. Алматы (лицензия ГСЛ № 000337 от 26 апреля 1995 года, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, приложение от 16 июля 2012 года, I категория).

ГИП – Дифу Р. Б. (приказ № 11-П от 8 апреля 2013 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

техническое задание на разработку рабочего проекта «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г. Арысь», утвержденное ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» в 2013 году;

архитектурно-планировочное задание на проектирование АГРС, утвержденное ГУ «Отдел строительства, архитектуры и градостроительства Ордабасинского района Южно-Казахстанской области» от 30 октября 2013 года № 1/24;

стратегический план развития Казахстана до 2030 года, утвержденный Указом Президента Республики Казахстан от 1 февраля 2010 года № 922;

программа развития Южно-Казахстанской области на 2011-2016 годы;

постановление Правительства Республики Казахстан от 7 мая 2012 года № 582 на основании закона Республики Казахстан от 9 января 2012 года № 532-IV «О газе и газоснабжении», подписанного Премьер-Министром Республики Казахстан Масимовым;

ТЭО «Строительство газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент. Корректировка» (заключение РГП «Госэкспертиза» № 01-138/11 от 3 мая 2011 года);

письмо ГУ «Комитет по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан» касательно технико-экономического обоснования по строительству АГРС с подводящими газопроводами от МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент» от 18 февраля 2014 года № 21-04-08/617;

Закон Республики Казахстан «О газе и газоснабжении» от 9 января 2012 года № 532-IV;

протокол совещания по итогам рабочей поездки Первого заместителя Премьер-Министра Республики Казахстан Сагинтаева Б. А. в Южно-Казахстанскую область о некоторых проблемных вопросах (п. 6 – Министерству нефти и газа совместно с Министерством экономики и бюджетного планирования, акиматом области проработать вопрос и выделении средств из республиканского бюджета на 2014 год на строительство АГРС и газопроводов через газопровод Бейнеу-Бозой) Южно-Казахстанской области от 19 июня 2013 года № 11-5;

постановление акимата Ордабасинского района Южно-Казахстанской области о предоставлении земельного участка для строительства АГРС ГУ «Отдел строительства, архитектуры и градостроительства Ордабасинского района» от 3 сентября 2013 года № 442;

акт выбора земельного участка под размещение трассы магистрального газопровода-отвода до площадки АГРС № 19, площадки АГРС, подводящего газопровода от АГРС с ситуационной схемой от 29 мая 2013 года, от 28 августа 2013 года;

постановление акимата города Арыс Южно-Казахстанской области о предоставлении земельного участка в постоянное пользование ГУ «Отдел ЖКХ, пассажирского транспорта и автомобильных» от 11 сентября 2013 года № 458;

МЕМЛЕКЕТТІК САРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

письмо ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» касательно разработки раздела автоматизированной системы мониторинга зданий и сооружений по АГРС в ЮКО от 19 февраля 2014 года № 02-598;

письмо ГУ «Управление сельского хозяйства Южно-Казахстанской области» об отсутствии по трассе строительства газопровода мест захоронения скота, павшего от «сибирской язвы» и очагов болезней от 28 января 2014 года № 511;

письмо ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» по стоимости электроэнергии и воды от 30 июля 2013 года № 02-2049;

письмо ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» о начале строительства от 5 марта 2014 года № 02-825;

протокол дозиметрического контроля гамма излучений, выданная филиалом Ордабасинского района ГУ «Департамент Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан по Южно-Казахстанской области» от 29 октября 2013 года № 67.

Технические условия:

ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» от 6 мая 2013 года № EN/13-0545 на подключение газопровода-отвода и АГРС;

Южно-Казахстанский производственный филиал АО «КазТрансГаз Аймак» от 10 июля 2013 года № 3823ж на проектирование объекта «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС для г. Арысь и Арысского района»;

Южно-Казахстанский производственный филиал АО «КазТрансГаз Аймак» от 10 июля 2013 года № 3824ж на проектирование объекта «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района»;

Южно-Казахстанский филиал РГП на ПХВ «Казводхоз» Комитета по водным ресурсам Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан от 17 июня 2013 года № 17-15-34/01-1247 на пересечение газопровода с каналом Арысь-Туркестан;

ТОО «Онтустик Жарык Транзит» от 30 июля 2013 года № 01-2051 на электроснабжение;

Ордабасинский районный производственный узел телекоммуникаций АО «Казахтелеком» от 3 сентября 2013 года № 35/01-13№418 на телефонизацию;

Восточный филиал АО «KazTransCom» от 27 июня 2013 года № 65 письмом от 27 июня 2013 года № 22/198 на пересечение с ВОЛС магистрального нефтепровода «Павлодар-Шымкент»;

ГУ «Южно-Казахстанский областной Департамент Комитета автомобильных дорог Министерства транспорта и коммуникаций Республики Казахстан» от 26 июля 2013 года № 23-21-4-8а на пересечение автодороги Республиканского значения М-32 «Самара-Шымкент»;

Шымкентское нефтяное управление Восточного филиала АО «КазТрансОйл» от 26 июня 2013 года на пересечение магистрального нефтепровода «Павлодар-Шымкент», ВЛ-10 кВ, кабеля связи ВОЛС.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

ГУ «Департамент Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан по Южно-Казахстанской области» - санитарно-эпидемиологическое заключение на охрану окружающей среды к рабочему проекту «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г. Арысь» от 24 сентября 2013 года № 1016;

ГУ «Управление государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан Ордабасинского района» - санитарно-эпидемиологическое заключение на земельный участок для АГРС № 17 «Кызылжар» и подводящего газопровода от 4 ноября 2013 года № 17-Р6-4-201;

ГУ «Департамент Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан по Южно-Казахстанской области» - санитарно-эпидемиологическое заключение на рабочий проект «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г. Арысь» от 27 января 2014 года № 17-6- 65;

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Южно-Казахстанской области» - заключение государственной экологической экспертизы на рабочий проект «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г. Арысь» от 8 октября 2013 года № 001080;

ГУ «Южно-Казахстанский межрегиональный Департамент геологии и недропользования Комитета геологии и недропользования Министерства индустрии и новых технологий Республики Казахстан «Южказнедра» - заключение об отсутствии месторождений полезных ископаемых и подземных вод на площадях под строительство магистрального газопровода от 12 февраля 2014 года № 13-03-254;

РГУ «Арало-Сырдарьинская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан» - согласование на проведение строительных работ в водоохранной зоне от 1 июля 2013 года № 411;

ТОО «Protection» - заключение по определению степени огнестойкости блок-контейнера «Голубое пламя» от 28 декабря 2011 года;

ТОО «Азка Консалтинг-Сервис» - экспертное заключение на соответствие требованиям промышленной безопасности технических проектных решений по рабочему проекту «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г. Арысь» от 18 сентября 2013 года № 066-П;

ТОО «Азка Консалтинг-Сервис» - декларация промышленной безопасности на рабочий проект «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г. Арысь», утвержденный ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства ЮКО» в 2014 году;

ТОО «Каз. АБ-экспертиза» - экспертиза декларации промышленной безопасности на рабочий проект «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г. Арысь» от 28 февраля 2014 года № 421;

Комитет по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан – регистрация декларации промышленной безопасности и присвоения ей шифра 14-14-01.003970-ГРС;

Южно-Казахстанская областная территориальная инспекция лесного и охотничьего хозяйства Комитета лесного и охотничьего хозяйства Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан согласование трассы прохождения газопровода от 28 января 2014 года № 01-07-02/034;

ГУ «Южно-Казахстанский областной департамент Комитета автомобильных дорог Министерства транспорта и коммуникаций Республики Казахстан» - согласование технических условий на переход через автомобильную дорогу «Самара-Шымкент» от 26 июля 2013 года 23-21-4-8а № 921;

ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» – согласование рабочего проекта, 2013 год;

ТОО «Онтустик Жарык Транзит» - согласование план трассы ВЛ-10 кВ с КТПН-10/0,4 кВ для электроснабжения АГРС № 19 от 16 октября 2013 года № 01-1784;

ГУ «Отдел строительства, архитектуры и градостроительства Ордабасинского района» - согласование места расположения АГРС № 19 (лист 5644-V-3);

АО «КазТрансГаз Аймак» - согласование генерального плана АГРС от 23 августа 2013 года (лист 5644-V-2-ГТ-002);

АО «КазТрансГаз Аймак» - согласование принципиальной технологической схемы газопровода-отвода от 23 августа 2013 года (лист 5644-V-1-ТХ-002);

АО «КазТрансГаз Аймак» - согласование принципиальной технологической схемы АГРС от 23 августа 2013 года (лист 5644-V-2-ТХ-002);

Группа управления трубопроводными проектами, ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» (лист BSGPLB-E-PR-DW-0245-001-1, BSGPLB-E-PR-DW-0245-002-1) - согласование на линейный крановый узел № 45 от 1 февраля 2013 года.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Том I. Паспорт рабочего проекта. 5644-I–ПРП.

Том II. Общая пояснительная записка. 5644-II-ПЗ.

Том V. Книга 1. Чертежи и спецификации. Газопровод-отвод. 5644-V-1. Генплан и транспорт.

Том V. Книга 1. Чертежи и спецификации. Газопровод-отвод. 5644-V-1. Архитектурно-строительные решения.

Том V. Книга 1. Чертежи и спецификации. Газопровод-отвод. 5644-V-1. Технологические решения.

Том V. Книга 2. Чертежи и спецификации. АГРС. 5644-V-2. Генплан и транспорт.

Том V. Книга 2. Чертежи и спецификации. АГРС. 5644-V-2. Архитектурно-строительные решения.

Том V. Книга 2. Чертежи и спецификации. АГРС. 5644-V-2. Технологические решения.

Том V. Книга 2. Чертежи и спецификации. АГРС. 5644-V-2. Теплоснабжение.

Том V. Книга 2. Чертежи и спецификации. АГРС. 5644-V-2-ТС. Водоснабжение и канализация.

Том V. Книга 2. Чертежи и спецификации. АГРС. 5644-V-2. Электроснабжение внеплощадочное и внутриплощадочное.

Том V. Книга 2. Чертежи и спецификации. АГРС. 5644-V-2. Электрохимическая защита.

Том V. Книга 2. Чертежи и спецификации. АГРС. 5644-V-2. Системы связи.

Том V. Книга 2. Чертежи и спецификации. АГРС. 5644-V-2. Автоматизация комплексная.

Том V. Книга 3. Чертежи и спецификации. Подводящие сети. 5644-V-3. Технологические решения.

Том VI. Книга 3. Сметная документация. Приложения. 5644-VI-3-СД. Прайс-листы.

Том IV. Отчет по комплексным инженерно-геологическим изысканиям. 5644-IV-ИГИ.

Перечень оборудования и материалов, прайс-листов, утвержденный заказчиком от 3 февраля 2014 года.

5.4 Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Основной целью строительства газопровода является обеспечение потребностей населения в надежном, безопасном и экологически чистом топливе - природном газе.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Проектируемый АГРС № 19 «Темирлан» расположен на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент вблизи районного центра Ордабасинского района в 3,0 км на северо-восток. Протяженность подводящего газопровода около 60,0 км. Подводящая трасса газопровода берет свое начало от магистрального газопровода с левой стороны реки Боралдай, которая является правым притоком реки Арысь и 1,5 км выше поселка Коктобе. Трасса подводящего газопровода от начала и до конца проходит параллельно реке Арысь в 3-5 км правой стороне, т.е., прямой одной веткой от населенного пункта Коктобе до населенного пункта Арысь. Проектируемый объект находится в 80-120 км от областного центра г. Шымкента.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон	- IVA;
нормативный вес снегового покрова	- 0,5 КПа;
нормативное ветровое давление	- 0,48 КПа;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,98	- минус 24°С;
нормативная глубина промерзания:	
суглинков и глин	- 0,76 м,
супеси, песка пылеватого, мелкого	- 0,87 м,
песка гравелистого, крупного и средней крупности	- 088 м,
крупнообломочного грунта	- 0,99 м;
сейсмичность	- 6 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Отчёт по комплексным инженерно-геологическим изысканиям, выполнен ТОО «Казахский институт транспорта нефти и газа» в 2013 году.

Грунты, слагающие территорию проектируемого площадки АГРС № 19 и подводящего газопровода через населенный пункт Темирлан и до г. Арысь представлены, в основном лессовидными суглинками.

В геологическом строении на участке объекта участвуют четвертичные отложения. С поверхности земли до глубины 6,0 м залегают лессовидные суглинки, только в долине реки Боралдай грунты с поверхности земли до глубины 8,0 м представлены гравийно-галечниками.

В пределах площадки АГРС и проектируемой трассы подводящего газопровода выделены два инженерно-геологических элемента:

ИГЭ 1 – суглинок светло-коричневой, макропористый, твердой и тугопластичной консистенции, просадочный (начальное просадочное давление – 115 КПа), мощностью до 11,0 м и более, распространен повсеместно с исключением долины реки Боралдай,

$C = 2,0$ КПа, $\varphi = 22^0$, $E = 2,6$ МПа, $\rho = 18,0$ кН/м^3;

ИГЭ 2 – гравийно-галечниковый грунт с песчаным заполнителем, распространен только в долине р. Боралдай,

$\varphi = 28^0$, $E = 125,0$ МПа, $\rho = 22,0$ кН/м^3.

С поверхности земли до глубины 0,1-0,2 м на всей территории залегает почвенно-растительный слой.

По степени засоления грунты незасоленные, реже среднезасоленные с сульфатным и сульфатно-хлоридным типами засоления.

По степени агрессивности грунтов площадки АГРС № 19 к бетонам марки W4 по водонепроницаемости на портландцементе - неагрессивные, шлакопортландцементе – неагрессивные, на сульфатостойких цементах – неагрессивные, трассы подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан до города Арысь к бетонам марки W4 по водонепроницаемости на портландцементе – слабоагрессивные, шлакопортландцементе – неагрессивные, на сульфатостойких цементах – неагрессивные.

На площадке АГРС № 19 «Темирлан» подземные воды скважинами глубиной 6,0 м не вскрыты, по материалам изысканий прошлых лет залегает на глубине 10,0 – 12,0 м и более.

По трассе подводящего газопровода от начала до конца трассы газопровода подземные воды скважинами глубиной 6,0 м не вскрыты, только в долине реки Боралдай подземные воды вскрыты на глубине 1,3-1,5 м, в остальной части трассы газопровода по материалам изысканий прошлых лет залегает на глубине 9,0-15,0 м и более.

Водовмещающие породы представлены гравийно-галечниками.

По типу минерализации пресные воды долины реки Боралдай подводящего газопровода – гидрокарбонатно-сульфатные, магниевые.

Подземные воды распространены только в долине реки Боралдай на период максимума залегают на глубине 0,5-1,0 м.

По степени агрессивности подземные воды к бетонам марки W_4 по водонепроницаемости на портландцементе – неагрессивные, на шлакопортланцементе – неагрессивные, а на сульфатостойких цементах – неагрессивные. По отношению к арматуре железобетонных конструкций подземные воды – при постоянном погружении неагрессивные, при периодическом смачивании – слабоагрессивные.

6.2 Проектные решения

Объемы транспортировки газа рассчитывались для газоснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей г. Арысь, а также населенных пунктов Арысского и Ордабасинского районов.

Источником газоснабжения потребителей является магистральный газопровод МГ «ББШ» диаметром 1067х19,1 мм и давлением Pmax=9,81 МПа.

В рабочем проекте рассмотрено:

газопровод - отвод, протяженность трассы - 18,672 км;

АГРС № 19, производительностью 145 448 нм^3/час;

подводящий трубопровод высокого давления II категории (Р=0,6 МПа), с протяженностью трассы 5,359 км, производительностью 78 143 нм^3/час;

подводящий трубопровод высокого давления I категории (Р=1,2 МПа), с протяженностью трассы 41,244 км, производительностью 67 305 нм^3/час.

6.2.1 Генеральный план и транспорт

Проектируемая площадка строительства АГРС № 19 «Темирлан» расположена в Южно-Казахстанской области на 1393,4 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района до г. Арысь

Ситуационная схема

Генеральный план выполнен на топографической съемке в масштабе 1:500, разработанной ТОО «КИТНГ» в 2013 году.

Система координат - UTM. Система высот - Балтийская. Рельеф проектируемого участка строительства ровный, спокойный, расположен к югу от Каратауского хребта. Участок строительства свободен от застройки.

В состав рабочего проекта генплана входит площадка АГРС № 19 «Темирлан», газопровод-отвод в составе с охранным крановым узлом (ОКУ).

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

Размещение проектируемых сооружений выполнено в соответствие 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.

Проектируемая площадка охранного кранового узла (ОКУ) расположена в 374,0 м восточнее проектируемой площадке АГРС № 19.

Проектируемая площадка АГРС № 19 «Темирлан» расположена на 1393,4 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» в 3,0 км на северо-восток от районного центра Ордабасинского района и в 80-120 км от областного центра г. Шымкент.

Схема газопровода-отвода

Внутриплощадочные дороги и проезды запроектированы в соответствие с требованиями СНиП 2.05.07-91* «Промышленный транспорт» и с учетом противопожарного обслуживания объекта для обеспечения подъезда к зданиям и сооружениям.

Основной въезд-выезд на площадку АГРС № 19 предусмотрен с восточной стороны границы участка. Для прохода пешеходов предусмотрены тротуары шириной 1,0 м. Подъезд выполнен от существующей автодороги, протяженность подъездной автодороги составляет 547,5 м. Подъездная дорога, внутриплощадочные проезды, площадки и тротуары предусмотрены с асфальтобетонным покрытием. Внутриплощадочные проезды предусмотрены с возможностью разворота автотранспорта.

Подъезд к площадке ОКУ предусмотрен с южной стороны границы участка. Подъезд выполнен от проектируемой автодороги на АГРС № 19, подъездная дорога предусмотрена с асфальтобетонным покрытием.

Свободные от застройки участки озеленяются путем устройства газонов.

Территория проектируемых площадок огорожена металлическим ограждением высотой не менее 2,0 м.

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

Основные показатели генплана

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Количество	
			ОКУ	АГРС № 19
1	Общая площадь территории (в пределах ограждения)	га	0,00375	0,555
2	Площадь застройки, всего в том числе: здания и сооружения технологические площадки	$м^2$	- - -	640,03 367,30 272,73
3	Площадь покрытия	$м^2$	37,5	4 076,97
4	Площадь озеленения	$м^2$	-	833,00
5	Площадь подъездной дороги	$м^2$	-	3 863,00

6.2.2 Технологические решения

Мощность, производственная программа

Газопровод-отвод

общая протяженность – 18,672 км;
диаметр трубопровода:
труба 325х9,0 мм – участки II категории;
труба 325х8,0 мм – участки III категории;
материал трубопровода – Ст20;
рабочее давление Р=6,3÷9,81 МПа.

АГРС № 19 «Темирлан»

общая производительность:
Qmin=500 $нм^3$/час;
Qmax=145 448 $нм^3$/час.
давление газа на входе АГРС:
Pmin.раб=6,3 МПа;
Pmax.раб=9,81 МПа.
температура на входе АГРС:
Tmin=0oC;
Tmax=40oC.
количество выходных линий – 2 шт.;
производительность по выходу:
выход № 1 Q=500…78 143 $нм^3$/час;
выход № 2 Q=500…67 305 $нм^3$/час.
давление газа на выходе АГРС:
выход № 1 Рвых=0,6 МПа;
выход № 2 Рвых=1,2 МПа.

Первая технологическая линия (выход № 1) подводящий трубопровод II категории Р=0,6 МПа

общая протяженность – 5,359 км;
рабочее давление – 0,6 МПа;
температура на выходе с АГРС № 19 - от 0°С до 15°С;
диаметр трубопровода – 560х50,8 мм;
материал трубопровода – ПЭ 100 SDR 11;
прокладка трубопроводов – подземная (на узлах установки задвижек надземная).

Вторая технологическая линия (выход № 2) подводящий трубопровод I категории Р=1,2 МПа

общая протяженность – 41,244 км;
рабочее давление – 1,2 МПа;
температура на выходе с АГРС № 19 - от 0°С до 15°С;
диаметр трубопровода – 530х7,0 мм, 426х7,0 мм;
материал трубопровода – Ст20;
прокладка трубопроводов – подземная (на узлах установки задвижек надземная).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Технология производства

Для обеспечения транспорта газа и его раздачи потребителям предусмотрены нижеследующие сооружения:

газопровод-отвод (ГО);

охранный крановый узел ОКУ-1 в составе ГО;

площадка АГРС № 19 «Темирлан»;

подводящий трубопровод высокого давления II категории (Р=0,6 МПа);

подводящий трубопровод высокого давления I категории (Р=1,2 МПа).

Газ, по газопроводу-отводу, поступает на вход АГРС № 19, проходит через блок учета расхода газа, оборудованного ультразвуковыми расходомерами, где производится его коммерческий учет. Далее газ в рабочем режиме проходит через входной коллектор узла переключения и следует в узел очистки, где производится очистка газа от капельной влаги и механических примесей. Далее газ поступает в узел подогрева, где нагревается с целью предотвращения гидратообразования, подогретый газ поступает в узел редуцирования, где происходит снижение давления до значений: выход № 1-0,6 МПа, выход № 2-1,2 МПа. В узле редуцирования осуществляется снижение давления и отбор газа на собственные нужды (на котлы блока подготовки теплоносителя и операторной). После узла редуцирования газ поступает на узлы учета расхода газа (для каждого выхода отдельно). Далее газ проходит одоризацию (для каждого выхода отдельно) и подается потребителю по подводящим трубопроводам с соответствующими давлениями.

Газопровод-отвод (ГО)

Газопровод-отвод предназначен для газоснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей г. Арысь, населенных пунктов Арысского и Ордабасинского районов Южно-Казахстанской области.

Предусмотрено строительство газопровода-отвода диаметром 300 мм Р=6,3÷9,81 МПа. Протяженность газопровода-отвода - 18,672 км от точки подключения к существующему крановому узлу КУ № 45, расположенному на 1393,4 км магистрального газопровода МГ «ББШ», до точки присоединения газопровода отвода к точке входа на площадку АГРС № 19 «Темирлан». Точка подключения к крановому узлу КУ № 45 расположена на расстоянии 5,0 м от ограждения кранового узла, подземно. На газопроводе-отводе после врезки установлена электроизолирующая вставка. На всей трассе газопровода-отвода предусмотрена подземная прокладка труб с глубиной заложения не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода.

Упругий изгиб сваренного в нитку трубопровода выполняется непосредственно при его укладке в траншею по кривой рассчитанной в рабочем проекте.

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 0,1 м или отсутствует совсем.

На газопроводе-отводе размещен охранный крановый узел ОКУ-1 диаметром 300 мм для обеспечения отключения АГРС № 19 на случай аварии или ремонта. Охранный крановый узел расположен на ПК 182+68,5 газопровода-отвода, на расстоянии 401,0 м от ограждения АГРС.

Проектируемый газопровод-отвод по рабочему давлению относится к I классу.

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

Для газопровода-отвода предусмотрены следующие трубы:

труба 325х9,0 мм Ст20 ГОСТ 20295-85 – участки II категории общей протяженностью труб 7,3 км;

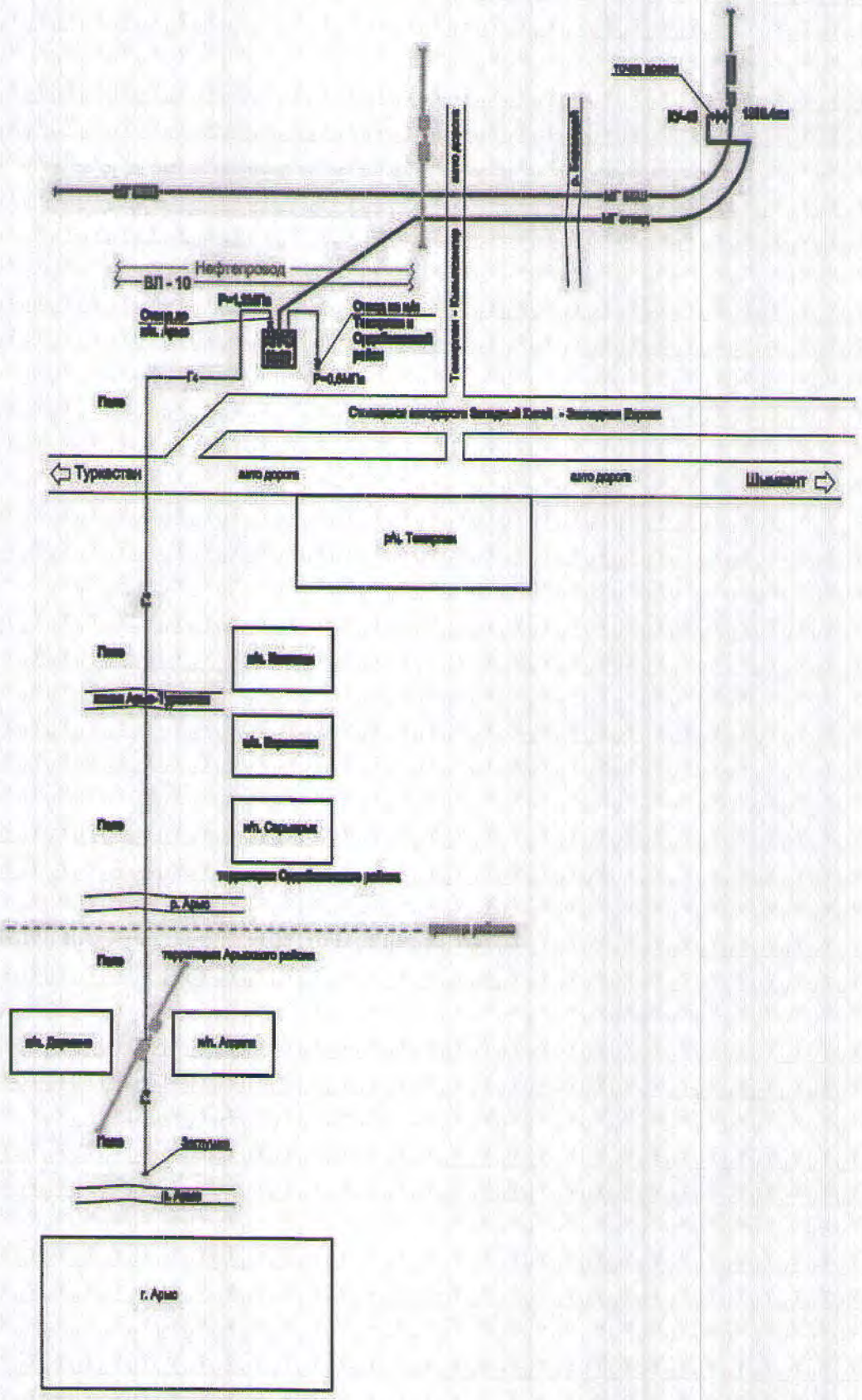
труба 325х8,0 мм Ст. 20 ГОСТ 20295-85 – участки III категории общей протяженностью труб 11,8 км.

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

Для обвязки крановых узлов приняты полнопроходные шаровые краны диаметром 100 мм для надземной установки с концами под приварку и ручным управлением.

ОКУ-1 имеет местное и дистанционное управление через КП СЛТМ. При этом обеспечивается ранее обнаружение аварийных и внештатных ситуаций.

Схема сети газопровода



На ОКУ-1 предусмотрена установка стояков отбора газа для приборов КИПиА и питания пневмогидропривода шаровых кранов, сигнализаторов прохождения очистных и диагностических устройств. Для удаления газа из газопровода-отвода на крановом узле предусмотрена установка продувочной свечи. Продувочная свеча расположена на расстоянии 15,0 м от запорной арматуры.

Полностью смонтированный крановый узел установлен на площадке в ограждении. Ограждение комплектуется охранной сигнализацией.

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

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 2,0 мм.

Изоляция сварных стыков трубопровода в заводском полимерном покрытии выполнена 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 термоплавкими манжетами послойно:

праймер;

адгезионный подслой на основе термоплавкой композиции;

наружный слой на основе термоусаживающегося полителена.

Охранный крановый узел изолируется в подземной части и на высоту 150 мм над поверхностью земли в трассовых условиях покрытием усиленного типа.

Конструкция защитного покрытия для охранного кранового узла состоит:

грунтовка битумно-полимерная;

мастика изоляционная на основе битума или асфальтосмолистых соединений;

лента полимерная толщиной не менее 0,4 мм;

обертка защитная полимерная толщиной не менее 0,5 мм.

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

Принято испытание на прочность и проверку на герметичность гидравлическим способом. Испытание на прочность трубопровода осуществляется в один этап. Давление испытания на прочность принято 1,1Рраб=10,8 МПа. Продолжительность испытания на прочность составляет 24 часа.

Проверку на герметичность участков трубопровода необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего давления Рраб=9,81 МПа.

Переходы газопровода через водные преграды и прилегающие прибрежные участки испытываются на прочность в два этапа:

1 этап - после укладки, но до засыпки давлением 1,25Рраб=13,5 МПа продолжительность испытания 12 часов;

2 этап - одновременно с прилегающими участками категорий:

II категории- давлением 1,25Рраб=10,8 МПа продолжительность пневматического испытания 24 часа;

III категории 1,1Рраб=10,8 МПа продолжительность гидравлического испытания 24 часа.

Двигаясь к площадке АГРС № 19 «Темирлан» в западном направлении, газопровод-отвод пересекает р. Боралдай (2 раза), поливные каналы и арыки, автодорогу «Темирлан-Соцкогам» IV категории, полевые дороги, подземные и воздушные коммуникации.

Пересечения газопровода-отвода с подземными коммуникациями выполнены в соответствии с нормативной документацией РК и техническими условиями, представляемыми эксплуатирующими организациями.

Переходы газопровода-отвода через автомобильные дороги выполнены в соответствие с требованиями СНиП РК 3.05-01-2010 «Магистральные трубопроводы» и техническими условиями.

Переходы газопровода-отвода через небольшие арыки, каналы и реки с шириной русла до 25,0 м предусмотрены открытым способом.

Площадка АГРС № 19 «Темирлан»

Автоматизированная газораспределительная станция АГРС № 19 «Темирлан» предназначена для очистки и подогрева газа, поступающего от магистрального газопровода МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент» с давлением Рвх=6,3÷9,81 МПа, его редуцированию со снижением и поддержанием давления в заданных пределах, а так же для, измерения, регистрации расхода и одоризации газа перед подачей потребителю.

АГРС запроектирована с двумя выходами:

выход № 1 – давлением Р = 0,6 МПа подводящий трубопровод II категории, предназначен для газоснабжения населенного пункта Темирлан и Ордабасинского района ЮКО. Протяженность подводящего трубопровода 5,359 км. Конечной точкой первой нитки является узел № 2 с отводом и задвижкой диаметром 500 мм на перспективу на населенный пункт Темирлан и Ордабасинский район;

выход № 2 – давлением Р = 1,2 МПа подводящий трубопровод I категории, предназначен для газоснабжения г. Арысь и Арысского района. Протяженность подводящего трубопровода 41,244 км. Конечной точкой второй нитки является узел № 11 с отводом и задвижкой диаметром 400 мм на перспективу г. Арысь.

АГРС запроектировано на базе блочной газораспределительной станций полного заводского изготовления, которая представляет 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 № 19 запроектировано ниже следующее технологическое оборудование, блоки и узлы:

блок учета расхода газа (на входе в АГРС);
узел переключения;
узел очистки;
узел подогрева;
узел редуцирования;
блок подготовки теплоносителя;
узел учета расхода газа (по каждому выходу);
блок поточного анализа;
блок автоматической одоризации (по каждому выходу);
блок операторной с размещением САУ ТП ГРС, систем контроля пожароопасности, загазованности, источника бесперебойного электропитания;
контейнер с газопоршневой электростанцией;

комплектная трансформаторная подстанция;
подземная емкость сбора конденсата V=4,0 м^3;
подземная емкость хранения одоранта V=4,5 м^3;
аккумулятор импульсного газа V=1,5 м^3;
емкость для слива теплоносителя V=9,0 м^3.

Для осуществления контроля и управления технологическими процессами на АГРС № 19 «Темирлан» предусмотрено автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

В качестве запорной арматуры на АГРС № 19 «Темирлан» применены шаровые краны с ручным управлением и управлением посредством пневмопривода.

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

Технологические трубопроводы газа запроектированы из труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78* Ст20 по ГОСТ 8731-74*; трубопроводы одоранта из стальных бесшовных труб из коррозионностойкой стали по ГОСТ 9941-81 сталь 10Х18Н10Т.

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

В месте пересечения с автомобильной дорогой трубопроводы газа сброса на свечу проложены подземно в футлярах на глубину не менее 1,0 м от верха покрытия проезжей части до верха футляра.

Надземные участки трубопроводов и соединительные детали защищены от атмосферной коррозии путем покрытия конструкций двумя слоями эмали ПФ-115 по двум слоям грунтовки ГФ-021, наносимых на очищенную от ржавчины и окалины обезжиренную поверхность. Толщина покрытия должна быть не менее 0,2 мм.

Покрытие подземных трубопроводов принято трехслойным полимерным покрытием усиленного типа в трассовых условиях.

Конструкция полимерного покрытия:
двухкомпонентный жидкий эпоксидный праймер;
термоусаживающаяся лента «ТИАЛ-Л» (2-х слойная).

Изоляция сварных стыков подземных трубопроводов выполнена термоусаживающими манжетами «ТИАЛ-М».

В местах крепления трубопровода к опорам в качестве изоляционного материала применен фторопласт Ф4С15 (Ф4).

Выходы из грунта для защиты от атмосферной коррозии выполнены антикоррозионным покрытием, высота изолированного участка от земли – 500,0 мм.

Электрохимическая защита подземных трубопроводов и резервуаров (емкость конденсата и емкость одоранта) в соответствие с требованиями ГОСТ 9.602-2005.

Для подземных емкостей применено защитное покрытие весьма усиленного типа ленточное полимерно-битумное толщиной 4,6 мм. Конструкция покрытия состоит:
грунтовка битумная или битумно-полимерная;
лента полимерно-битумная толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);
обертка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм.

Подводящий трубопровод высокого давления II категории (Р=0,6 МПа)

Предусмотрено строительство подводящего трубопровода II категории (0,6 МПа) диаметром 560х50,8 мм из полиэтилена.

Трасса подводящего трубопровода II категории давлением Р=0,6 МПа длиной 5,359 км берет свое начало от проектируемой АГРС № 19 «Темирлан» (выход № 1), заканчивается отводом диаметром 500 мм на перспективу для населенного пункта Ордабасинского района (сельский округ Шубар, Шубарсу, Кажымукан, Тимирлан, Женис, Боген, Бадам, Боржар).

Для учета расхода газа на подводящем газопроводе Р=0,6 МПа, вне территории АГРС-19 (после АГРС), предусмотрен счетчик газа TZFluxi G-6500 DN500 с электронным корректором «Corus» 0/9-10 в металлическом шкафу.

В состав подводящего трубопровод II категории Р=0,6 МПа входит:

узел установки задвижек № 1 диаметром 500 мм с узлом учета газа диаметром 500 мм;

узел установки задвижки № 2 диаметром 500 мм с отводом на перспективу к населенному пункту Кажымукан, Темирлан, Бадам, Шубарсу.

Материал трубопровода – ПЭ 100 SDR 11. Повороты линейной части газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполнены полиэтиленовыми отводами или упругим изгибом с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы.

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».

Подводящий газопровод высокого давления II категории Р=0,6 МПа запроектирован:

подземная прокладка – из полиэтиленовых труб ПЕ100 ГАЗ SDR11 по ГОСТ Р 50838-2009 в подземном варианте диаметром 560х50,8 мм;

надземная часть газопровода (на узле установки задвижек № 1, № 2 и на отводе) – из стальных труб диаметром 530х7,0 мм по ГОСТ 10704-91 из спокойной стали марки 3, категории 2 по ГОСТ 10705-90.

Установка отключающих устройств надземная, приняты отключающие устройства ЗКЛ 30с541нж диаметром 500 мм класса герметичности С.

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

Обозначение трассы подводящего трубопровода предусмотрено путем установки и укладки по всей длине трассы:

опознавательных знаков;

сигнальной ленты.

Подводящий трубопровод высокого давления I категории (Р=1,2 МПа)

В рабочем проекте предусмотрено строительство стального подводящего трубопровода I категории (1,2 МПа) переменного диаметра 530х7,0 мм Ст20; 426х7,0 мм Ст20.

Трасса подводящего трубопровода давлением Р=1,2 МПа берет свое начало от проектируемой АГРС № 19 «Темирлан» (выход № 2). Далее газопровод давлением Р=1,2 МПа пересекает автомобильную дорогу «Западная Европа-Западный Китай» направлением «Шымкент-Туркестан» и следует по свободной равнинной местности через населенные пункты Колтоган, Караспан, Сарыарык Ордабасинско-го района, где пересекает реку Арыс и автомобильную трассу «Арыс-Шаулдер». Далее трасса подводящего трубопровода проходит через населенные пункты Дермене и Акдала Арысского района, пересекая ВЛ-10, и подходит к перспективной границе города Арысь, до микрорайона «Тараз».

Подводящий газопровод I категории пересекает автомобильную дорогу «Западная Европа-Западный Китай», автодороги IV категории (2 пересечения), воздушные линии электропередач, линии связи, каналы.

Вдоль трассы подводящего трубопровода I категории предусмотрены отводы диаметром 200 мм (2 шт) с заглушками на перспективу для газоснабжения населенных пунктов Караспан Ордабасинского района и Акдала Арысского района, г. Арысь. Заканчивается подводящий трубопровод I категории отводом диаметром 400 мм на перспективу г. Арысь. Протяженность подводящего трубопровода I категории – 41,244 км.

Для замера учета расхода газа на подводящем трубопроводе Р=1,2 МПа, вне территории АГРС № 19 (после АГРС), предусмотрен счетчик газа TZFluxi G-4000 DN400 с электронным корректором «Corus» 0/9-10 в металлическом шкафу.

В состав подводящего трубопровод I категории Р=1,2 МПа входят:

узел установки задвижки № 3 диаметром 400 мм с узлом учета газа диаметром 400 мм;

узел установки задвижки № 4,6 диаметром 500 мм;

узел установки задвижки № 5 диаметром 200 мм с отводом на перспективу населенный пункт Караспан;

узел установки задвижки № 7,8,9 диаметром 400 мм;

узел установки задвижки № 10 диаметром 200 мм с отводом на перспективу населенный пункт Акдала;

узел установки задвижки № 11 диаметром 400 мм с отводом на перспективу г. Арысь.

Подводящий трубопровод высокого давления (I категории) запроектирован:

подземная прокладка – из стальных труб по ГОСТ 10704-91 в подземном варианте. Газопроводная сеть оснащена необходимым количеством отключающих устройств;

надземная часть (на узле установки задвижки № 1, на отводах) – из стальных труб по ГОСТ 10704-91 из спокойной стали марки 3, категории 2 по ГОСТ 10705-90.

На отводах на перспективу приняты отключающие устройства ЗКЛ 30с541нж класса герметичности С. Установка стальных задвижек надземная.

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

Защита надземных стальных трубопроводов от атмосферной коррозии осуществляется путем нанесения на газопроводы 2-х слоев эмали ПФ-115 после 2-х слоев грунтовки ГФ-021.

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

Предусмотрена весьма усиленная изоляция стальных футляров (протекторами ПМ-20У) переходов через автодороги, при выходе из земли, полимерными лентами, для защиты от почвенной коррозии.

Пересечения с автодорогами, железными дорогами и инженерными коммуникациями предусмотрено в соответствие с МСН 4.03-01-2003 «Газораспределительные системы», МСП 4.03-103-2005 «Проектирование, строительство и реконструкция газопроводов с применением полиэтиленовых труб» и техническими условиями организаций, эксплуатирующих пересекаемые сооружения.

Обозначение трассы подводящего трубопровода предусмотрено путем установки и укладки по всей длине трассы опознавательных знаков.

Автоматизация комплексная

В раздел комплексной автоматизации входят решения по автоматизации объектов по проекту «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г.Арысь».

Для автоматизации газораспределительной станции № 19 «Темирлан» 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:

контроля и управления технологическими процессами на АГРС 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 расположены 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.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

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

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.

Объектами контроля и управления САУ ТП ГРС являются:

блок учета расхода газа (БУРГ);
узел переключения;
узел очистки газа;
узел подогрева газа;
блок подготовки теплоносителя;
узел редуцирования газа;
узел учета газа по каждому выходу;
блок поточного анализа;
блок автоматической одоризации по каждому выходу (БАОГ);
блок «Операторная»;
подземная емкость сбора конденсата V=5,0 м^3;
подземная емкость хранения одоранта V=5,0 м^3;
емкость-аккумулятор импульсного газа V=1,5 м^3.

Мероприятия по энергосбережению

Основными направлениями энергосбережения, принятыми в технологической части проекта, являются:

поддержание технологического режима, исключающего выбросы газа в атмосферу;
учет газа;
утилизация продуктов дренажа.

В период эксплуатации АГРС № 19 и газораспределительной сети экономия топливно-энергетических ресурсов достигается путем контролирования целостности трубопроводов (отсутствие разрывов, свищей, разъединение фланцев), а также герметичности арматуры, технологического оборудования и контрольно-измерительных приборов.

В рабочем проекте предусмотрен контроль основных параметров газа (давление, температура, расход) и поддержание технологического режима, исключающего выбросы газа в атмосферу.

Предусмотрен коммерческий и технологический учет газа, а также предусмотрен технологический учет расхода газа на собственные нужды АГРС № 19.

Технические решения по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферу и сбросов вредных веществ в окружающую среду АГРС № 19 «Темирлан»

При остановке АГРС и заправке емкости одоранта, а так же при срабатывании предохранительных клапанов сброса газа в атмосферу осуществляется через свечи рассеивания с учетом обеспечения предельно-допустимых концентраций углеводородов в приземной зоне. Сбросные свечи выведены на высоту 4,0 м, обеспечивающие рассеивание незначительных выбросов и предотвращение попадания их в зону работы обслуживающего персонала.

Заправка емкостей одоранта осуществляется только герметичным способом, с помощью специального присоединительного устройства.

Сбор конденсата, сбрасываемого из фильтров АГРС, предусмотрен в специальную систему исключающий розлив конденсата на территории АГРС.

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

Газораспределительные сети

Газопроводы, оборудование и установки представляют собой замкнутую герметичную 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 газопровод и весьма усиленная изоляция на подземные стальные газопроводы.

Контроль качества сварных соединений стального газопровода-отвода выполняется радиографическим и ультразвуковым методом 100% в соответствие со СНиП РК 3.05-01-2010.

Контроль качества сварных соединений стального подводящего трубопровода выполняется радиографическим 10% и ультразвуковым методом 20% в соответствие с МСН 4.03-01-2003. Контроль качества сварных соединений полиэтиленового подводящего трубопровода выполняется ультразвуковым методом 100% в соответствие с МСН 4.03-01-2003.

При протяжке полиэтиленовых газопроводов внутри стальных труб производится 100% контроль сварных стыковых соединений.

Контроль качества сварных соединений стального газопровода (надземного) выполняется радиографическим методом 10% и ультразвуковым методом 5% в соответствие с МСН 4.03-01-2003.

Предусмотрены решения по охране атмосферного воздуха от загрязнений, что включает в себя:

контроль качества сварных стыков газопроводов при строительстве;

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

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

после монтажа газопроводы подвергаются пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Производственная безопасность - оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению

Для контроля за содержание взрывоопасных паров и газов в воздухе, использована система контроля атмосферы промышленных объектов. Точность измерения по установленным приборам находится в пределах до 5%, а срабатывание сигнализации 1%. Порог срабатывания устанавливается на 20% от нижнего концентрационного предела взрываемости.

При срабатывании нижнего уровня опасной концентрации выдается световой сигнал в пункте управления, а также эти сигналы выдаются на входы помещений с взрывоопасными зонами. На открытые площадки выдается только звуковой сигнал. Все случаи срабатывания сигнализаторов фиксируются.

Датчики размещены:

в помещениях АГРС в местах наиболее вероятного выделения газов;

на открытых площадках датчики располагаются с установкой перекрытия контролируемой площади.

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

Предусмотрена охранная зона газопровода, в которой не допускается выполнение строительных работ без согласования с эксплуатационной организацией. Согласно «Правилам охраны газораспределительных сетей» № 878 от 2 ноября 2000 года вдоль трассы газопровода предусмотрена охранная зона, ограниченная условными линиями, проходящими на расстоянии 7,0 м с каждой стороны газопровода.

Во избежание несанкционированного доступа запорная арматура установлена в защитном металлическом кожухе.

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

Ликвидация предполагаемых аварий на газопроводе осуществляется эксплуатирующей организацией в соответствии с «Планом мероприятий по ликвидации аварий».

Во время эксплуатации необходимо следить за герметичностью трубопроводов и арматуры, состоянием крепления оборудования и арматуры, загазованностью технологического блока.

МЕЖГОСУДАРСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

Управление производством, предприятия, организация условий и охраны труда

Организационная структура управления предприятием и отдельными производствами, численность профессионально-квалификационного состава работающих

Проектируемый объект войдёт в состав объектов, эксплуатируемых ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент».

Все виды деятельности, связанные с эксплуатацией оборудования АГРС № 19 осуществляются в соответствии с разработанными и утвержденными инструкциями (должностными, специальными, по охране труда, по эксплуатации и обслуживанию конкретного оборудования) и с соблюдением необходимых мер безопасности, предотвращающих случаи травматизма работников или повреждения оборудования, приводящего к нарушению транспорта газа.

В период строительства объекта, до полного ввода в эксплуатацию его оборудования, будут разработаны должностные, специальные и инструкции по охране труда новых работников и/или соответствующим образом откорректированы существующие инструкции другого персонала, который будет иметь отношение к эксплуатации объекта в связи с увеличением объема оборудования и возможным изменением штатного расписания.

Ответственность за техническое состояние, и обслуживание оборудования на АГРС (связи, УКЗ, энергоснабжения и систем отопления, телемеханики, КИПиА, газового хозяйства) возлагается приказом по ЛПУМГ на руководителей соответствующих служб, а в организации - на руководителей отделов.

Форма обслуживания АГРС № 19 «Темирлан» – вахтовая, с круглосуточным дежурством обслуживающего персонала посменно, в соответствии с утвержденным графиком, количество обслуживающего персонала 4 человека – операторы АГРС.

Основной задачей службы эксплуатации АГРС является централизованное техническое обслуживание газораспределительной станции, выполнение ремонтных работ, а также мероприятий, обеспечивающих ее бесперебойную и безопасную эксплуатацию.

Санитарно-гигиенические условия труда работающих

Рабочее место на АГРС оснащено в строгом соответствии с выполняемой на нем работой, а при вводе объекта в эксплуатацию будет, при необходимости, соответствующим образом дооснащено.

Во всех помещениях предусмотрено рабочее, ремонтное и аварийное освещение, предусмотрены приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим или естественным побуждением.

Оборудование расположено с обеспечением безопасных проходов и удобства обслуживания аппаратов.

В целях предотвращения несчастных случаев, снижения травматизма и профессиональных заболеваний, устранения опасности для жизни, вреда для здоровья людей, опасности возникновения пожаров или аварий на площадке АГРС предусмотрено применение знаков безопасности.

Мероприятия по охране и техники безопасности

Для обеспечения безаварийной работы проектируемого объекта предусмотрено:

герметизация трубопроводов и оборудования;

применение негорючих материалов;

оснащение устанавливаемого технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой, обеспечивающими надежность и безаварийность их работы;

применение взрывозащищенного оборудования для взрывоопасных зон;

молниезащита и заземление;

использование стальных бесшовных труб с обязательным гидравлическим испытанием каждой трубы на заводе-изготовителе и при строительстве;

использование фасонных соединительных деталей трубопроводов (отводы, тройники, переходы) заводского изготовления;

МЕМОРАНДУМ • ГОСЭКСПЕРТИЗА

нанесение опознавательной окраски на надземные технологические трубопроводы и надземное оборудование;

ограждение на переходных мостиках и на площадках обслуживания.

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

Для наладки, проверки и ремонта оборудования, приборов АГРС в блоке операторной предусмотрен отсек «Мастерская», в котором размещены слесарный верстак, тиски.

6.2.3 Архитектурно-строительные решения

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.

Согласно проектному решению в состав объектов размещенных на участке строительства входят следующие объекты и площадки:

площадка охранного кранового узла (ОКУ);

площадка АГРС № 19.

Предусмотрено ограждение территории площадок из стальной сетки «Рабица» в рамке из уголка на высоту 2,0 м по стальным столбам с устройством поверху сетки «Егоза».

Площадка охранного кранового узла

Площадка охранного кранового узла размещена на свободном от застройки месте. Размеры площадки в пределах ограждения 7,5х5,0 м. На площадке расположены:

охранный крановый узел;

свеча продувочная;

молниеприемник.

АГРС № 19

Площадка АГРС № 19 размещена на свободном от застройки месте. Размеры площадки в пределах ограждения 74,0х75,0 м.

Газораспределительный пункт принят блочного типа полной заводской готовности.

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – II.

В состав АГРС № 19 входят следующие блоки и узлы:

блок учета расхода;

блок переключения. (3 поз. по ГП);

узел очистки;

узел подогрева;

узел редуцирования (2 поз. по ГП);

блок операторной;

узел учета расхода газа (2 поз. по ГП);

блок поточного анализа;

блок автоматической одоризации газа (2 поз. по ГП);

блок подготовки теплоносителя;

емкость для хранения и выдачи одоранта V=4,5 м^3;

емкость для сбора, хранения и выдачи конденсата V=4 м^3;

аккумулятор импульсного газа V=1,5 м^3;

емкость для теплоносителя V=9,0 м^3;

площадка под свечи;

уборная;

навес;

контейнер с газопоршневой электростанцией;

комплектная трансформаторная подстанция;

площадка под антенну спутниковой связи;

Фундаментом блок-боксов газораспределительного пункта являются плиты дорожные ГОСТ 21924.2-84. Под фундаментом предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом до полного насыщения. Железобетонные поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом.

Вокруг блок-боксов выполнена асфальтобетонная отмостка.

Навес выполнен из металлоконструкций. Стойки навеса приняты из стального прокатного двутавра № 20К1 ГОСТ 26020-83, балки покрытия - из стального двутавра № 20Б1 ГОСТ 26020-83, прогоны – из стального прокатного швеллера № 16У ГОСТ 8509-93*, покрытие – из профилированного настила ГОСТ 24045-94.

Фундаменты по свечу приняты монолитными из бетона класса В15 по прочности, марки W4 по водонепроницаемости, F50 по морозостойкости.

Колодец уборной выполнен из монолитного железобетона. Класс бетона колодца принят В15 по прочности, марки W4 по водонепроницаемости, F50 по морозостойкости. Днище колодца толщиной 200 мм армировано сетками в нижней и верхней зоне сечения из стержней диаметром 14 мм класса А-III шагом 200х200 мм. Армирование стенок колодца толщиной 200 мм принято сетками из вертикальных диаметром 14 мм и горизонтальных диаметром 10 мм стержней класса А-III шагом 200х200 мм.

По периметру площадки пунктов редуцирования газа предусмотрено ограждение из сетчатых панелей высотой 2,0 м по металлическим столбам из стальных труб. Установка металлических столбов производится в соответствие с серией 3.017-1.

Фундаменты опор приняты монолитными из бетона класса В15 по прочности, марки W4 по водонепроницаемости, F50 по морозостойкости. Под фундаментами предусмотрена подготовка из щебня, пропитанная битумом до полного насыщения.

Мероприятия по пожарной безопасности

Мероприятия по пожарной безопасности проектируемых зданий предусмотрены в соответствии с требованиями СНиП РК 2.02-05-2009* «Пожарная безопасность зданий и сооружений» и МСН 4.03-01-2003 «Газораспределительные системы».

Мероприятия по защите строительных конструкций, сетей и сооружений от коррозии

Защита строительных конструкций от коррозии выполнена в соответствии с требованиями СНиП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии», СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».

Металлические конструкции защищаются от коррозии антикоррозионными покрытиями.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Отопление, вентиляция и кондиционирование

Теплоснабжение

Источник теплоснабжения – газовая котельная в блочно-модульном исполнение, расположенная в блоке подготовки теплоносителя. Общая тепловая мощность котельной 3,78 МВт.

Теплоснабжение предусмотрено для узла подогрева газа, блока учета расхода газа, узла редуцирования газа.

Теплоноситель – антифриз «Dixis-65» с параметрами 90-70°С.

Для заполнения и подпитки тепловой сети предусмотрена подземная емкость теплоносителя объемом 9,0 м^3, поставляемая с блоком котельной.

Система теплоснабжения закрытая двухтрубная.

Прокладка тепловой сети предусмотрена надземная на высоких и низких опорах.

Компенсация тепловых удлинений предусмотрена за счет углов поворота трассы.

Трубы приняты стальные электросварные по ГОСТ 10704-91.

Трубы теплотрассы изолированы матами из стеклянного штапельного волокна «URSA» марки М25 толщиной 60 мм, с покрытием по изоляции тонколистовой оцинкованной сталью.

На вводе в здания предусмотрены сальники для герметизации ввода.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В верхних точках трассы предусмотрены воздушники, в нижних точках спускники для воды.

Котельная

Тепломеханическая часть

Блок подготовки теплоносителя – блочно-модульная заводской поставки. В блоке установлено:

котел отопительный газовый тепловой мощностью 1 890 кВт каждый в комплекте с горелкой (2 комплекта);

насос рециркуляционный (2 шт.);

циркуляционный насос (2 насоса рабочих, 2 резервных);

расширительный бак V=400 л (2 шт.);

ручной насос (1 шт.);

комплекс для измерения количества газа (1 шт.);

емкость для теплоносителя V=9,0 м^3 (1 шт.);

электрический насос (2 шт.);

предохранительные клапана;

запорная и регулирующая арматура;

манометры;

датчик-реле давления;

дымовая труба диаметром 600 мм высотой 11,0 м с газоходами, взрывным клапаном (2 шт.).

Блок операторной поставляется с собственной котельной, расположенной в помещение топочной. Котельная оборудована:

настенным газовым котлом Vaillant turbo TEC plus VU int 282/3-5;

комплектом с горизонтальной концентрической системой дымохода/воздуховода (AE 60/100) высотой 5,0 м;

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 20 л;

вспомогательным оборудованием.

Теплоноситель - антифриз «Dixis-65» с параметрами:

90-70°С – от котлов блока теплоносителя;

80-60°С – от котельной операторного блока.

Котлы работают на природном газе с давлением 20 кПа по ГОСТ 5542-87. Для блока подготовки теплоносителя предусмотрено измерение количества газа на базе ротационного счетчика газа RVG G-250 и корректором объема газа ТС-220. Учет расхода газа на котел блока операторной предусмотрен с помощью измерительного комплекса СГ-ТК2-Д-4,0. Для контроля давления и сигнализации превышения давления газа в подводящем газопроводе котлов служат манометр и датчик-реле давления. На узле учёта блока подготовки теплоносителя предусмотрена обводная (байпасная) линия, на случай выхода из строя счётчика газа.

Отопление

В блоке учета расхода газа, блоке операторной, в блоке теплоносителя в качестве нагревательных приборов предусмотрены отопительные водяные приборы.

В узле подогрева газа предусмотрены теплообменники.

Система отопления двухтрубная с горизонтальной разводкой.

В блоке операторной система отопления однотрубная горизонтальная.

В блоке автоматической одоризации газа, блоке поточного анализа отопление электрическое.

Вентиляция

Приточная естественная вентиляция блоков требуемой кратности обеспечивается приточными решетками, расположенными на стене блок-боксов. В блоке редуцирования предусмотрена аварийная вытяжная вентиляция взрывозащищенным вентилятором, расположенным на стене в верхней части блок-бокса.

Включение аварийной вентиляции происходит как при срабатывании датчика контроля загазованности помещений, так и от ручного побуждения. 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 блоке операторной вентиляция естественная при помощи приточных решеток, расположенных в верхней части на стене блок-боксов. В помещении операторной предусмотрена система кондиционирования воздуха сплит-системой.

Технические показатели

Блок учета газа:
расход тепла на отопление – 7,1 кВт.
Блок редуцирования газа:
расход тепла на отопление – 3,8 кВт.
Блок подготовки теплоносителя:
расход тепла на отопление – 15,0 кВт.
Узел подогрева газа:
расход тепла на технологические нужды – 3 552,0 кВт.
Блок операторной:
расход тепла на отопление – 25,0 кВт.
Блок поточного анализа:
расход тепла на отопление – 2,0 кВт.
Блок автоматической одоризации:
расход тепла на отопление – 1,0 кВт.

Водоснабжение и канализация

Водоснабжение

Хоз-питьевое водоснабжение предусмотрено для блока операторной на привозной воде.

Снабжение обслуживающего персонала питьевой водой предусмотрено привозной бутилированной водой.

Снабжение водой хоз-бытового назначения предусмотрено привозной водой из с. Шаян. Для хранения воды хоз-бытового назначения предусмотрен бак емкостью 300 л.

Горячее водоснабжение предусмотрено от бойлера, установленного в топочной.

Канализация

Хоз-бытовая канализация для блока операторной предусмотрена для отвода стоков от санприборов в выгреб. Над выгребом предусмотрен надворный туалет. Вывоз стоков предусмотрен в места согласованные с санэпидемстанцией.

Сети наружной канализации предусмотрены из полиэтиленовых технических труб по ГОСТ 18599-2001.

Технические показатели

Расход холодной воды (В1) – 0,622 м^3/час.
Объемы бытовых стоков (К1) – 0,622 м^3/час.

Электротехнические решения

Источники и схема электроснабжения

Для электроснабжения АГРС № 19 предусмотрена прокладка ВЛ-10 кВ с применением самонесущих изолированных проводов (СИП) от существующей опоры воздушной линии электропередач ВЛ-10 кВ фидер «Соц-Когам» ПС 110/35/10 кВ «Темирлановка», с установкой устройства ответвления на существующей опоре.

МЕМОРАНДУМ ГОСЭКСПЕРТИЗА

ВЛ-10 кВ выполнена на железобетонных опорах и проложена от проектируемой ВЛ-10 кВ до однотрансформаторной комплектной трансформаторной подстанции КТПН-10/0,4 кВ с масляным трансформатором 100 кВа. КТПН-10/0,4 кВ с воздушным вводом установлена на территории АГРС № 19.

Длина воздушной линии – 5 280,0 м.

Для резервного питания в качестве второго источника применена газопоршневая электростанция ГПУ в контейнере мощностью 88,0 кВт. Электроснабжение электроприемников I категории надежности подключенных к шкафу ШКУ, осуществляется от источника бесперебойного питания ИБП. Для подключения электроприемников АГРС № 19 в блоке 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 установлен в КТП-63-10/0,4 кВ.

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 защищены на всем протяжении кирпичом, в местах пересечения инженерными сетями защищены асбестоцементными трубами.

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-0,4 кВ КТПН-10/0,4 кВ и резервным питанием от РУ-0,4 кВ газопоршневой установки ГПУ.

Силовые и контрольные сети выполнены кабелями с медными жилами.

Наружное электроосвещение

Рабочее наружное электроосвещение на площадке АГРС выполнено прожекторами с натриевыми лампами мощностью 400 Вт, установленными на прожекторных мачтах на высоте 19,3 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, выполнено консольными уличными светильниками типа ЖКУ40-250 с лампами ДНАТ-250 Вт. Светильники установлены на стальных опорах - стойка СТ-8-3. Внутри стоек установлены автоматические выключатели, клеммные 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 проложены в траншеях и по кабельным лоткам железобетонных лотков совместно с силовыми кабелями электроснабжения.

Молниезащита

Молниезащита сооружений объекта по классификации относится к I 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 выполнена с помощью отдельностоящих молниеприемников длинной 30,55 м, присоединенные к отдельным заземлителям. Для защиты прожекторной мачты ПМЖ выполнен отдельный контур. Импульсное сопротивление заземлителей должно составлять не менее 10 Ом. Защита от вторичных проявлений молний выполнена присоединением металлических корпусов аппаратов и трубопроводов к наружному контуру заземления.

Заземление и защитное зануление

Для защиты людей от поражения электрическим током предусмотрено заземление и защитное зануление всех металлических частей электрооборудования. Заземление предусмотрено путём присоединения электрооборудования к наружному контуру заземления стальной полосой 40х4 мм. В качестве защитного зануления приняты 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 – 0,5 м. Соединения вертикальных и горизонтальных электродов выполнены 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.

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.

Электрохимзащита

В раздел электрохимической защиты входят решения по защите от коррозии:

газопровода-отвода диаметром 325х9 мм и 325х8 мм длиной 18,672 км;

подводящего газопровода диаметром 530х7 мм и 426х7 мм длиной 41,244 км;

подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов на АГРС № 19;

стального футляра на пересечениях газопровода-отвода с автомобильными и железными дорогами.

Предусмотрено подпочвенное анодное заземление с вертикальным расположением анодных заземлителей. В качестве электродов для анодных заземлителей предусмотрено использование электродов графитовых трубчатых (ЭП).

Конструкция анодных заземлителей собирается в гирлянду из 33-х упакованных электродов ЭГТ располагаемых в скважине на глубине 1,02 м до верха анодных заземлителей (А3).

Анодные заземлители расположены в 200,0 м от газопровода-отвода, вне зависимости от характеристик грунта и плотности катодного тока. Удельное электрическое сопротивление грунта в местах расположения анодного заземления не более 30 Ом*м.

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

Система катодной защиты предусматривает установку станции катодной защиты, размещаемую около блока операторная на территории АГРС на открытом воздухе вне взрывоопасной зоны.

На АГРС предусмотрена установка двух станций катодной защиты (СКЗ) - основная и резервная с обеспечением автоматического перевода при отказе основной.

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

Для подземных стальных коммуникаций АГРС предусмотрены анодные заземления при катодной поляризации распределенные в скважинах глубиной до 5,0 м, рассредоточенные по территории площадки возле защищаемых трубопроводов на расстоянии пяти диаметров трубы от них.

В целях предотвращения коррозии заглубленных стальных технологических емкостей одоранта, сбора конденсата, теплоносителя и аккумулятора импульсного газа предусмотрена гальваническая протекторная защита.

Протекторы установлены горизонтально в грунт и заложены на глубину ниже промерзания грунта.

Подключение групповых протекторных установок к резервуарам выполнено через контрольно-измерительные пункты и регулируемое сопротивление, закрепленное на стойке контрольно-измерительного пункта

Для организации активной защиты от коррозии применены станции катодной защиты МПН-0ПЕ-М14 наружной установки, обеспечивающие автоматическое поддержание защитного тока и потенциала на заданном уровне

Подключение станций катодной защиты к анодным заземлителям, емкостям и трубопроводам предусмотрено кабелями марки ВБбШнг.

Прокладка кабелей предусмотрена по кабельным конструкциям в железобетонных лотках, в траншеях. Станции катодной защиты СКЗ установлены возле блока операторной. Станции катодной защиты СКЗ запитаны от ЩСУ.

Системы связи

В рабочем проекте предусмотрено:

обеспечение АГРС № 19 «Темирлан» средствами связи и передачи данных, входящих в общую структуру системы производственно-технологической связи (СПТС) магистрального газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент» (МГ);

связь АГРС № 19 «Темирлан» с потребителем газа при помощи телефонной сети общего пользования.

Линейная часть

Для обеспечения надежной и безопасной работы проектируемой АГРС № 19 «Темирлан», газопровода-отвода, как части магистрального газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент», предусмотрено строительство современных средств технологической связи.

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

Волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС)

Для подключения проектируемых средств связи к СПТС МГ предусмотрена ВОЛС, а именно предусмотрена прокладка 8-ми волоконного оптического кабеля (ВОК) без металлической составляющей в полиэтиленовой трубе в грунте на расстоянии 8,0 м с левой стороны по ходу газа вдоль газопровода-отвода (ГО). Проектируемая трасса газопровода-отвода проходит по части пролювиально-аллювиальной равнины, расположенной к югу от Каратауского хребта.

ВОК проложен от шкафа с оборудованием волоконно-оптической связи МГ, находящегося в Укрытии для оборудования (шелтор) на КУ № 45 (1393,4 км) МГ, до блока операторной АГРС № 19 на глубине 1,2 м в защитной полиэтиленовой трубе диаметром 40 мм, толщиной стенки 3,5 мм. Шелтор, с установленным в нем оборудованием связи,

предусмотрен 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.

Станционная часть

Согласно СТ РК 1916-2009 и техническим условиям от ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» на АГРС № 19 «Темирлан» предусмотрена производственно-технологическая связь с организацией и установкой следующих видов связи, сетей передачи данных, систем безопасности:

линейно-диспетчерской радиотелефонной связи УКВ диапазона на частоте 403-520 МГц;

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 технических условий от Ордабасынского РПУТ АО «Казахтелеком» за № 35/01-13 № 418 от 3 сентября 2013 года связь оператора АГРС № 19 «Темирлан» с потребителем газа осуществляется при помощи телефонной сети общего пользования через АТС с. Темирлановка. В Блоке операторной предусмотрена установка терминала с подключенным к нему аналоговым телефоном. Терминал работает по технологии WLL CDMA 450 МГц.

На АГРС № 19 «Темирлан» предусмотрена установка мультиплексора OTN сервисного уровня STM-1 с необходимыми интерфейсными платами в операторной. На КУ № 45 (1393,4 км) предусмотрена установка мультиплексора OTN сервисного уровня STM-1 с необходимыми интерфейсными платами в шелторе. Мультиплексоры имеют 19" корпус и будут установлены в 19" телекоммуникационные шкафы.

Организация линейно-диспетчерской радиосвязи

Вдоль МГ в другом проекте предусмотрена цифровая радиосвязь, работающая в конвенциональном режиме. Диапазон рабочих частот 403-520 МГц. Размещение базовых станций УКВ радиосвязи, выполнено на основании расчётов обеспечивающих 100% покрытие вдоль трассы МГ.

АГРС № 19 «Темирлан» попадает в зону покрытия базовой станции. Для обеспечения оператора АГРС услугами линейно-диспетчерской радиосвязи в рабочем проекте предусмотрен комплект портативной радиостанции.

Спутниковая связь

Для организации резервной связи предусмотрена установка земной станции спутниковой связи (ЗССС), обеспечивающей организацию голосовой связи и передачи данных САУ ТП ГРС на базе цифрового оборудования.

Технология цифрового оборудования является одной из наиболее эффективных спутниковых систем на рынке VSAT обеспечивающей эффективное использование полосы пропускания, как на спутниковом сегменте, так и на уровне IP-протокола.

В рабочем проекте предусмотрено оборудование спутниковой связи, которое используется на всех газопроводах РК.

Для организации резервной спутниковой связи на АГРС предусмотрен спутниковый модем маршрутизатор.

Услуги связи будут предоставлены в следующем объеме:

организация голосовых каналов;

организация канала передачи данных пропускной способностью 256 Кбит/с;

пропускная способность ЗССС должна быть128/256 Кбит/с.

На АГРС предусмотрено оборудование:
спутниковый модем;
антенна с опорой;
передатчик RFT 4W;
малошумящий усилитель;
противообледенительная система.

Электропитание станций спутниковой связи выполнено от общего источника бесперебойного электропитания, предусмотренного в электротехнической части рабочего проекта.

Система телефонной связи

Вдоль магистрального газопровода организована IP телефония с установкой единой IP АТС для всех предприятий, подразделений и производственных участков. Связь оборудования IP телефонии установленного на объектах МГ между собой осуществляется по ВОЛС.

На АГРС для обеспечения телефонной связи в операторной предусмотрена установка IP телефона производства компании Cisco. IP телефон подключается к IP АТС МГ через интерфейсную Ethernet плату мультиплексора OTN.

Охранная и пожарная сигнализация

Охранная сигнализация АГРС реализована на базе охранных датчиков ИО 102-26/В магнитоконтактный. Датчик установлен на двери. 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 приняты извещатели пожарные тепловые взрывозащищенные (пассивные) ИП 101, искробезопасного исполнения, формирование сигнала «Пожар» происходит при срабатывании пожарных извещателей в двух параллельных шлейфах, на одном шлейфе по два датчика.

В отсеках категории В4 приняты 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.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Общие основные принципы обеспечения безопасности, заложенные в рабочем проекте, заключаются в снижении рисков, возникающих при строительстве, вводе в эксплуатацию и эксплуатации до низшего достижимого уровня (НПДУ). Технологические и производственные системы спроектированы таким образом, чтобы в нормальном режиме работы в полном объеме обеспечивалась безопасность персонала, оборудования и окружающей среды.

Проведенным анализом риска выявлено, что основными физически опасными и вредными производственными факторами, которые могут привести к пожару или взрыву являются:

возникновение пожара и возможность взрыва при разгерметизации фланцевых соединений трубопроводов, уплотнений;

возможная загазованность воздуха рабочей зоны;

движущиеся машины и механизмы, подвижные части оборудования.

В рабочем проекте приняты следующие решения по безопасному ведению технологического процесса, обеспечению надежности работы трубопроводов и технологического оборудования:

прокладка трубопроводов из стальных прямошовных труб;

укладка подземных трубопроводов в грунт на глубину не менее 0,5 м до верхней образующей трубы;

изоляция трубопроводов усиленного типа;

теплоизоляция наружных трубопроводов минераловатными матами;

100% контроль сварных соединений неразрушающими методами;

проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа и капитального ремонта.

Основные принятые решения обеспечивают необходимые инженерно-технические мероприятия по чрезвычайным ситуациям техногенного и природного характера и учитывают следующее:

размещение оборудования и решения по обеспечению взрыво- и пожаробезопасности;

герметизацию системы технологического режима;

осуществление контроля с помощью контрольно-измерительных приборов;

систему защиты от превышения давления; изоляцию оборудования и трубопроводов; дренажи; систему пожаротушения.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов и коммуникаций. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание.

В качестве решений по исключению разгерметизации оборудования и предупреждения аварийных выбросов все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию.

К применению допущено основное и вспомогательное оборудование, обладающее конструктивной надежностью, обеспечивающей безопасность обслуживающего персонала.

Вдоль трассы газопровода предусмотрена охранная зона, ограниченная условными линиями, проходящими на расстоянии 7,0 м с каждой стороны газопровода.

Во избежание несанкционированного доступа запорная арматура установлена в защитном металлическом кожухе.

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

Обеспечение беспрепятственного ввода и передвижения на объектах газопровода сил и средств ликвидации последствий аварий или аварийно-спасательных и других неотложных работ достигается с существующих дорог местного значения и подъездных дорог к площадкам линейных сооружений, а также разворотных площадок. Проектируемые съезды с существующих дорог обеспечивают возможность транспортировки грузов, перемещения и маневрирования пожарной и другой специальной техники, привлекаемой для ликвидации аварий.

6.4 Охрана окружающей среды

В рабочем проекте предусмотрено строительство газопровода-отвода, АГРС, подводящего газопровода к населенным пунктам Арысского и Ордабасинского районов и к городу Арысь. Площадка АГРС № 19 «Темирлан» расположена в районе населенного пункта Темирлан Ордабасинского района ЮКО.

Ближайший населенный пункт от площадки АГРС № 19 удален на расстояние 1,2 км. Объекты историко-культурного наследия (захоронения, могильники и археологические памятники) на проектируемых участках отсутствуют (акт выбора земельного участка от 29 мая 2013 года).

На площадке под строительство газопровода-отвода проектируемой АГРС № 19 месторождения полезных ископаемых, учтенные Государственным балансом отсутствуют (заключение об отсутствии или малозначительности полезных месторождений и подземных вод, выданное ГУ «Южно-казахстанский межрегиональный департамент геологии и недропользования Комитета геологии и недропользования МИНТ РК, письмо от 12 февраля 2014 года № 13-03-254).

Ситуационная схема прохождения трассы газопровода-отвода по территории лесничества согласована ГУ «Бадамское государственное учреждение по охране лесов и животного мира» Сайрамского района Южно-Казахстанской области Республики Казахстан.

Источником водоснабжения на период строительства является привозная вода из ближайших населенных пунктов. Для пылеподавления предусмотрено использование воды технического качества. Отвод хозяйственно-бытовых стоков предусмотрен в емкости с последующим вывозом стоков в места согласованные с санэпиднадзором. На строительной площадке предусмотрена установка биотуалетов. Отвод воды после гидроиспытаний предусматривается на рельеф местности.

На период эксплуатации водоснабжение производится привозной водой, для питьевых нужд предусмотрена доставка бутиллированной воды. На площадке АГРС для отвода хозяйственно-бытовых стоков предусмотрен выгреб с последующим вывозом стоков в места согласованные санэпиднадзором.

Имеющийся переход через магистральный канал Арысь-Туркестан предусмотрено выполнить методом горизонтально-наклонного бурения с расстоянием между верхом газопровода и дном магистрального канала не менее 2,0 м, проведение строительных работ по переходу газопровода через канал согласованы с Южно-Казахстанским филиалом РГП «Казводхоз» КВР МООС РК (письмо от 17 июня 2013 года № 17-15-34/01-1247).

Переход через реки Арысь и Боралдай с соблюдением требований Водного кодекса РК согласован ГУ «Арало-Сырдарьинская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан» (письмо от 1 июля 2013 года № 411).

Воздействие на растительный и животный мир в период строительства ограничено территорией полосы отвода земель под строительство объектов. Основное воздействие на почвенный покров наблюдается в период строительства проектируемых объектов и носит временный и локальный характер. В период эксплуатации объектов воздействие незначительное и локальное.

В период строительства загрязнение атмосферы происходит во время работы строительной техники, при движении автотранспорта, при проведении земляных, сварочных и покрасочных, погрузочно-разгрузочных работ. Воздействие на атмосферный воздух в период строительных работ временное, значительного изменения в атмосферном воздухе района работ не повлечет.

На период эксплуатации проектируемых объектов выбросы вредных веществ в атмосферный воздух производятся от блочно-модульной котельной для объектов АГРС и от котла для операторной, работающих на природном газе, от свечей конденсатосборника, от свечей при ремонте и проверке на АГРС, от свечей продувки, узла учета газа, от емкости одоранта, через неплотности ЗРА, ФС и оборудования.

Расчет рассеивания приземных концентраций вредных веществ показал отсутствие превышений значений ПДК на границе санитарно-защитной зоны. Залповые выбросы вредных веществ будут производиться при ремонте оборудования и продувке после ремонта, при заполнении емкости одоранта и проверке предохранительно-сбросного клапана на АГРС, при очистке газопровода-отвода.

В качестве резервного источника электроснабжения на АГРС предусмотрена установка газопоршневой электростанции.

Радиус санитарно-защитной зоны на период строительства принят в 50,0 м, на период эксплуатации АГРС принят в 300,0 м (санитарно-эпидемиологическое заключение от 24 сентября 2013 года № 1016).

Шумовое и световое воздействие на окружающую среду при проведении строительных работ являются временными. Принятыми проектными решениями предусмотрено использование оборудования, обеспечивающее уровень шума и электромагнитного излучения в пределах требований санитарных норм. Источниками шума в период эксплуатации будут продувочные свечи газовых линий (85-119 дБА), вследствие прокладки газопровода подземно, уровень шума на поверхности будет низким.

МЕЖДУНАРОДНАЯ • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В период строительства, образующиеся твердо-бытовые отходы и строительный мусор по мере накопления вывозятся на полигон ТБО, промышленные отходы складируются в специально отведенных местах и по мере накопления транспортируются в специализированные предприятия для регенерации, утилизации или захоронения.

На период эксплуатации твердо-бытовые отходы и смёт передаются на полигон ТБО, конденсат передается на утилизацию в специализированную организацию, согласно заключенного договора. Отработанные люминесцентные лампы передаются в пункт демеркуризации.

Мероприятия, предусмотренные для уменьшения воздействия на окружающую среду:

проверка герметичности сварных стыков труб газопровода радиографическим контролем;

испытание на прочность и проверка герметичности проводится пневматическим способом;

проведение строительных работ в пределах полосы земельного отвода;

участки для складирования труб и организации сварочных баз располагать вне водоохранных зон водных объектов;

организация сбора и своевременного вывоза образующихся отходов;

исключение попадания стоков в водные объекты и контроль расхода воды на строительной площадке;

снятие плодородного слоя почвы перед проведением строительных работ;

проведение по окончанию строительства технической рекультивации земель;

для исключения эрозии не производить вскрытие грунта на большой территории;

проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования и газопровода;

организация производственного экологического контроля и мониторинга состояния компонентов окружающей среды;

благоустройство территории АГРС и озеленение с устройством газонов.

Раздел «Охрана окружающей среды» и рабочий проект рассмотрены и согласованы:

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Южно-Казахстанской области» – заключение государственной экологической экспертизы на рабочий проект от 8 октября 2013 года № 001080;

ГУ «Управление государственного санитарно-эпидемиологического надзора Ордабасинского района Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан по Южно-Казахстанской области» - санитарно-эпидемиологическое заключение на земельный участок под строительство АГРС № 19 «Темирлан» и трассы газопровода от 4 ноября 2013 года № 17-Р6-4-201;

ГУ «Департамент Комитета осударственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан по Южно-Казахстанской области» – санитарно-эпидемиологическое заключение на охрану окружающей среды от 24 сентября 2013 года № 1016;

ГУ «Департамент Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан по Южно-Казахстанской области» – санитарно-эпидемиологическое заключение на рабочий проект от 27 января 2014 года № 17-6-65;

РГУ «Арало-Сырдарьинская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан» - согласование перехода через реки Боролдай и Арысь, письмо от 1 июля 2013 года № 411.

6.5 Организация строительства

Расчет продолжительности строительства выполнен в соответствии с рекомендациями СНиП РК 1.04.03-2008. Начало производства работ намечено во втором полугодии 2014 года согласно письму заказчика от 5 марта 2014 года № 02-825.

Продолжительность строительства составляет 11 месяцев, в том числе 2014 год – 54%, 2015 год – 46%.

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» (с изменениями и дополнениями, выпуск 13) на основании сборников сметных норм и расценок и принятых проектных решений.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4 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 1-18;

сборники сметных норм и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-13;

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 и изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденные заказчиком «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» от 3 февраля 2014 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);

-затраты на дополнительные отпуска и выслугу лет (СН РК 8.02-02-2002).

В соответствии с постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 сентября 2007 года № 791 переход к текущей и прогнозной сметной стоимости строительства от базовых цен 2001 года выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя.

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

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

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка принятых проектных решений

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

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

В рабочем проекте учтены современные требования по качеству и рациональности конструктивных и других проектных решений.

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

В рабочем проекте, согласно имеющимся возможностям, применены импортозаменяющие местные строительные материалы, изделия, и продукция, изготавливаемая на предприятиях Республики Казахстан.

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п.7.2. соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической, пожарной и взрывной безопасности, функциональному назначению объекта.

Уровень ответственности объекта – I.

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

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям РГП «Госэкспертиза» в рабочий проект «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г. Арысь» внесены следующие изменения и дополнения:

Технологическая часть

1. Приведены в соответствие с выданной документацией на подключение (ТУ) технические характеристики МГ «ББШ» в ПЗ и технологических схемах чертежи №№ 5644-V-1-ТХ-002, 5644-V-3-ТХ-002.
2. Откорректирована производительность АГРС № 19.
3. Предоставлен гидравлический расчет газопровода-отвода.
4. Предоставлен и включен в подраздел 2.2.4.2 компонентный состав газа.
5. Откорректирована нумерация столбцов в таблице 2.2.4.2.1.
6. Откорректировано «Итого по двум районам и г. Арысь» по столбцу 9 в таблице 2.2.4.2.1.
7. Подраздел 2.2.5.3 дополнен информацией по продувочной свече.
8. Откорректировано несоответствие в указание способа проведения испытания на прочность и проверку на герметичность в подразделах 2.2.7.1 и 2.2.7.2.
9. В подраздел 2.3 включены материальный баланс и описание технологического процесса по технологической схеме АГРС № 19 чертеж № 5644-V-2-ТХ-002.
10. В ПЗ и чертежах приведены в соответствие наименования блоков и узлов АГРС № 19.
11. В подраздел 2.3.10 включено описание оснащенности рабочих мест на АГРС № 19.
12. Предоставлена оценка энергетического уровня в соответствие с «Общими требованиями промышленной безопасности для взрывопожароопасных производств» от 4 ноября 2010 года № 392.
13. Откорректирован пикетаж конечной точки подводящего трубопровода II категории.
14. Откорректирована ссылка на Приложение № 2 «Таблица пересечений газопровода-отвода и подводящего газопровода».
15. Внесены корректировки в таблицу 2.4.1.1.
16. Исправлено давление для подводящего газопровода I категории на P=1,2 МПа.
17. Откорректированы ссылка по тексту и номера таблиц в соответствие с принятой в проекте системой нумерации таблиц.
18. Предоставлен расчет подводящего газопровода на прочность и устойчивость положения (на всплытие).
19. Заменено слово «герметическую» на «герметичную».
20. Откорректирована таблица «Условные обозначения», условные обозначения на чертежах №№ 5644-V-1-ТХ-002, 5644-V-3-ТХ-002 приведены в соответствие с таблицей «Условные обозначения», добавлены недостающие условные обозначения.
21. Приведены в соответствие условные обозначения на чертеже № 5644-V-1-ТХ-004 и в таблице «Условные обозначения».

22. Откорректированы листы общих данных.

23. На чертеже № 5644-V-2-ТХ-002 показали условные обозначения трубопроводов по транспортируемым средам.

24. Откорректировано несоответствие пикетажа и количество пересечений на чертежах №№ 5644-V-1-ТХ-002, 5644-V-3-ТХ-002.

Генеральный план

25. Для АГРС № 19 - в разделе ГП выполнена ведомость зданий и сооружений с указанием площади застройки.

26. Откорректированы основные показатели по участку в соответствие конструктивному

27. решению зданий, сооружений и технологических площадок.

28. По разделу ГП для АГРС № 19 выполнены условные обозначения для подъездной автодороги.

Конструктивные решения

29. Исключены плиты из «Альфапол Ми» для площадок под блок-боксы.

Теплоснабжение

30. Увязана высота дымовой трубы в пояснительной записке с чертежами.

Водоснабжение и канализация

31. Предусмотрены полиэтиленовые трубы вместо чугунных согласно п.7.3.1 СН РК 4.01-03-2011 примечания 1.

Внеплощадочное электроснабжение

32. Мощность трансформаторов КТПН 10/0,4 кВ обоснована расчетом.

33. Выполнена привязка трассы и опор ВЛ-10 кВ.

34. Рабочий проект согласован с ТОО «Онтустик Жарык Транзит».

35. Выполнена однолинейная расчетная схема наружного освещения.

Комплексная автоматизация

36. Представлено согласование проекта с заказчиком по принятым техническим решениям на управления технологическим процессом.

37. Представлен перечень функции системы автоматизации.

38. Выполнена структурная схема алгоритма автоматического управления технологическими процессами.

Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций и по взрыво- и пожаробезопасности

39. Определены классы взрывоопасных или пожароопасных зон, категории и группы смеси по ПУЭ РК-2012, указана категория производства.

40. Представлен раздел: «Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций и по взрыво- и пожаробезопасности».

41. Представлен расчет категорий помещений, зданий и сооружений по взрывопожароопасной и пожарной опасности в соответствии с приложением 3 технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности».

42. Представлена информация об основных пожарно-технических характеристиках помещений, зданий и сооружений (класс конструктивной и функциональной пожарной опасности, степень огнестойкости, строительный объем, размеры в плане, количество людей и т.д.).

43. Представлены проектные решения по противопожарной защите, находящихся в составе АГРС, контейнера с газопоршневой электростанцией, блока автоматической одоризации, комплектной однотрансформаторной подстанции КТПН-63/10/0,4, блока «Операторная» с размещением САУ ТП ГРС, систем контроля пожароопасности, загазованности, источника бесперебойного электропитания, емкостей хранения одоранта, сбора конденсата.

Охрана окружающей среды

44. Согласован переход через реку Боролдай с бассейновой инспекцией по регулированию использования и охране водных ресурсов.

45. Представлено заявление об экологических последствиях.

46. Подтверждено отсутствие месторождений полезных ископаемых по трассе газопроводов и участка строительства АГРС.

47. Подтверждено отсутствие по трассе прокладки газопроводов скотомогильников павших животных от сибирской язвы.

48. Представлена ситуационная схема прохождения трассы газопровода-отвода по территории лесничества, согласованная с ГУ «Бадамское государственное учреждение по охране лесов и животного мира» Сайрамского района ЮКО РК.

49. В разделе ООС дополнены источники выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации проектируемой АГРС, дополнены отходы от электроосвещения.

50. Указано расстояние до ближайшего жилого пункта от проектируемой АГРС и подводящих газопроводов 1 и 2 категории.

51. Дополнен раздел ООС мероприятиями по снижению воздействия физических факторов и проведению в период эксплуатации производственного экологического контроля состояния компонентов ОС.

52. Указана ширина полосы отвода под строительство газопровода.

53. Указана установка газопоршневой электростанции на АГРС.

Сметная документация

54. Исправлена ошибка при выполнении расчета продолжительности строительства методом линейной интерполяции, откорректированы проценты задела по годам строительства.

55. Откорректирован расчет затрат на авторский надзор.

56. Откорректированы затраты на производство работ в зимнее время.

57. Сметная документация пересчитана с учетом изменений и дополнений к сборникам нормативной базы.

58. В локальных сметах откорректирована группа грунта по трудности разработки в соответствии с заключением инженерно-геологических изысканий и данными ПОС.

59. В сметах исключены затраты на запасные части, тару и упаковку.

60. Исправлена ошибка в единице измерения в разделе «изоляционные работы», вместо метров в расценке были учтены километры.

61. Представлены данные по стоимости электроэнергии и воды (письмо заказчика «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» от 30 июля 2013 года № 02-2049).

62. Представлены транспортные схемы по доставке труб, откорректированы расценки и объемы при транспортировке секций труб.

63. Стоимость материалов и оборудования при приведении к базисным ценам 2001 года принята в соответствии с рекомендациями п. 4.3.5 СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» (изменения и дополнения выпуск 13).

64. Откорректировано отнесение ресурсов по материалам и оборудованию.

65. Расценки и объемы работ в локальных сметах приведены в соответствие с откорректированными чертежами, спецификациями и ведомостями объемов работ.

Основные технико-экономические показатели

Таблица 2

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Показатели		Изменения: - снижение + увеличение
			заявленные	рекомендуемые к утверждению	
1	Производительность АГРС № 19	нм^3/час	145 448	145 448	-
2	Производительность подводящего трубопровода I категории Р=1,2 МПа	нм^3/час	67 305	67 305	-
3	Производительность подводящего трубопровода II категории Р=0,6 МПа	нм^3/час	78 143	78 143	-
4	Длина газопровода-отвода	км	18,672	18,672	-
5	Длина подводящего трубопровода I категории Р=1,2 МПа	км	41,244	41,244	-
6	Длина подводящего трубопровода II категории Р=0,6 МПа	км	5,359	5,359	-
7	Продолжительность строительства	мес.	10	11	+1

8	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., всего в том числе: СМР оборудование	млн. тенге	2 086,643 1 510,083 547,230	1 629,293 1 112,698 500,362	-457,350 -397,385 -46,868
9	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах, всего в том числе: СМР оборудование	млн. тенге	*2013-2014 гг.* 5 836,999 3 609,099 1 307,880	*2013-2015 гг.* 4 731,563 2 744,825 1 234,303	-1 105,436 -864,274 -73,577
10	Из них в ценах: 2013 г. с МРП 1731 тенге (ПИР и экспертиза) 2014 г. с МРП 1852 тенге 2015 г. с МРП 1982 тенге	млн. тенге		79,316 2 433,258 2 218,989	

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект «Строительство АГРС № 19 «Темирлан» на 1393 км магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент» и подводящего газопровода от АГРС через населенный пункт Темирлан Ордабасинского района и до г. Арысь» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

производительность АГРС № 19 - 145 448 нм^3/час;
производительность подводящего трубопровода I категории Р=1,2 МПа - 67 305 нм^3/час;
производительность подводящего трубопровода II категории Р=0,6 МПа - 78 143 нм^3/час;
длина газопровода-отвода - 18,672 км;
длина подводящего трубопровода I категории Р=1,2 МПа - 41,244 км;
длина подводящего трубопровода II категории Р=0,6 МПа - 5,359 км;
общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года, всего - 1 629,293 млн. тенге,
в том числе: СМР - 1 112,698 млн. тенге,
оборудование - 500,362 млн. тенге;
общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2013-2015 гг., всего - 4 731,563 млн. тенге,
в том числе: СМР - 2 744,825 млн. тенге,
оборудование - 1 234,303 млн. тенге;
продолжительность строительства - 11 мес.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «Казахский институт транспорта нефти и газа» в соответствии с условиями договора от 31 октября 2013 года № 741.

3. Заказчику до начала реализации рабочего проекта получить необходимые согласования и заключения контрольно-надзорных органов и заинтересованных организаций.

4. Заказчику во исполнение постановления Правительства Республики Казахстан от 29 октября 2010 года № 1135 «Об утверждении Программы по развитию казахстанского содержания в Республике Казахстан на 2010-2014 годы» при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Бейнеу-Шымкент» магистралды газ құбырының 1393 шақырымында № 19 «Темірлан» АГТС және АГТС-тан Ордабасы ауданының Темірлан елді мекені арқылы Арыс қаласына дейін тартылатын газ құбырын салу» жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіпте келесідей негізгі техника-экономикалық көрсеткіштермен бекітілуге ұсынылады:

№ 19 АГТС өнімділігі - сағатына 145 448 нм^3;

Р=1,2 МПа I санатты тартылатын құбырдың өнімділігі	- сағатына 67 305 нм^3;
Р=0,6 МПа II санатты тартылатын құбырдың өнімділігі	- сағатына 78 143 нм^3;
газ құбырының-бұрудың ұзындығы	- 18,672 км;
Р=1,2 МПа I санатты тартылатын құбырдың ұзындығы	- 41,244 км;
Р=0,6 МПа II санатты тартылатын құбырдың ұзындығы	- 5,359 км;
2001 ж. базалық бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы	- 1 629,293 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ	- 1 112,698 млн. теңге,
жабдық	- 500,362 млн. теңге;
2013-2015 жж. ағымдағы және болжамды бағалардағы құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы	- 4 731,563 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ	- 2 744,825 млн. теңге,
жабдық	- 1 234,303 млн. теңге;
құрылыс ұзақтығы	- 11 ай.

2. Осы сараптау қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2013 жылғы 31 қазандағы № 741 шарттың талаптарына сәйкес «Қазақ мұнай және газ тасымалдау институты» ЖШС кепілдік етеді.

3. Тапсырысшы жұмыс жобасын іске асыру басталғанға дейін бақылау-қадағалау органдарының және мүдделі ұйымдардың қажетті келісімдері мен қорытындыларын алсын.

4. «Қазақстан Республикасындағы қазақстандық қамтуды дамыту жөніндегі 2010-2014 жылдарға арналған бағдарламаны бекіту туралы» Қазақстан Республикасы Үкіметінің 2010 жылғы 29 қазандағы № 1135 Қаулысын орындау үшін тапсырысшы құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдары мен құрастырмаларын барынша пайдалансын.

Басқарма бастығы	З. Каирова
Кешенді бөлім бастығы	Т. Кожахметов
Сараптамалық топтың жетекшісі	Г. Балтынова
Сарапшы	Н. Стригина
Сарапшы	К. Тельконуров
Сарапшы	А. Жексенбай
Сарапшы	В. Крукович
Сарапшы	А. Чукпарова
Сарапшы	Т. Сипатова
Сарапшы	Е. Шапатин