ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-
КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ
АГЕНТТІГІ «ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ-
ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ
ҚҰҚЫҚТЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫНЫҢ
(«МЕМСАРАПТАМА» РМК)
АҚТӨБЕ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

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

БЕКІТЕМІН:

«Мемсараптама» РМК
Ақтөбе облысы бойынша
филиалы директорының м.а.

К. Қандығұлов

«Жаңажол МГ-КС-13-тен бастап Жаңажол ГТЭС-не дейінгі бұру газ құбыры»
жұмыс жобасы бойынша

2014 жылғы 07 наурыз №02-0140/14

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Жанажолская ГТЭС» ЖШС
Ақтөбе қаласы

БАСЖОБАЛАУШЫ:
«Гипрогаз Кампани» ЖШС
Ақтөбе қаласы

Ақтөбе қаласы

Алғы сөз

«Жаңажол МГ-КС-13-тен бастап Жаңажол ГТЭС-не дейінгі бұру газ құбыры» жұмыс жобасы бойынша осы сараптау қорытынды «Мемсараптама» РМК-ның Ақтөбе облысы бойынша филиалымен берілді.

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

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ «ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ЕДЕРМОТВОДАН ТЫС САРАПТАУ» ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫНЫҢ «МЕМСАРАПТАМА» РМК АҚТӨБЕ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

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

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. директора филиала
РГП «Госэкспертиза»
по Актюбинской области

К. Кандыгулов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№02-0140/14 от 07 марта 2014 года

по рабочему проекту
«Газопровод-отвод от МГ Жанажол-КС-13 к Жанажолской ГТЭС»

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Жанажолская ГТЭС»,
город Актобе

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Гипрогаз Кампани»,
город Актобе

г. Актобе

Предисловие

Данное экспертное заключение на рабочий проект **«Газопровод-отвод от МГ Жанажол-КС-13 к Жанажолской ГТЭС»**, выдано филиалом РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области.

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Газопровод-отвод от МГ Жанажол-КС-13 к Жанажолской ГТЭС».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 27.11.2013 г. №854 между филиалом РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области и ТОО «Строительная компания «Спарта».

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «Жанажолская ГТЭС», город Актобе

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Гипрогаз Кампани», государственная лицензия ГСЛ №013551 от 29.12.2003г., выданная Комитетом по делам строительства Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан, подтверждение от 24 мая 2012 года.
ГИП – Кузема И.С. (приказ №14 от 06.11.2012 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции ТОО «Жанажолская ГТЭС»

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

- задание на проектирование, утвержденное генеральным директором ТОО «Жанажолская ГТЭС» от 06.06.2013 года;
- акт комиссии №28 от 22.07.2013 года выбора земельного участка
- технические условия №2-60-355 от 30.01.2013 года на подключение проектируемого газопровода-отвода от ЖГТЭС к МГ «Жанажол-КС-13», выданные АО «Интергаз Центральная Азия»;
- технические условия №654 от 27.05.2013 года на электроснабжение ЭХЗ, выданные главным инженером ТОО «Жанажолская ГТЭС»;
- технические условия №297/550т от 23.05.2013 г. и №297/781т от 03.07.2013 г. на пересечение и сближение проектируемых линий ВЛ-10кВ для электроснабжения ЭХЗ магистрального газопровода с электрсетями ТОО «Энергосистема», выданные ТОО «Энергосистема»;
- технические условия №24-10/1265 от 04.06.2013 г. на пересечение с газопроводом от ГПКС-4 до ГПЗ-3 месторождения Жанажол, выданные зам.начальника ЖНГК по кап.строительству и ремонту;
- письмо-согласование (ТУ) №29-10-977 от 17.06.2013 года с Управлением «Актобенергонефть» пересечение с водопроводом;
- письмо-согласование (ТУ) №22-11кс-131 от 24.05.2013 года, выданное НГДУ «Октябрьскнефть»;
- технический отчет по инженерно-геодезическим изысканиям для объекта, выполненный ИП «Ким А.Н.» в 2013 г;
- отчет об инженерно-геологических изысканиях по участку строительства, выполненный ИП «Ким А.Н.» в 2013 г.

5.2 Согласования и заключения органов государственного надзора

- заключение государственной экологической экспертизы на рабочий проект №KZ62VDC00001186 от 18.10.2013 года, выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Актюбинской области»;
- санитарно-эпидемиологическое заключение на рабочий проект №401 от 21.08.2013 г., выданное ГСЭН Мугалжарского района;
- санитарно-эпидемиологическое заключение на «Раздел охраны окружающей среды» №402 от 21.08.2013 г., выданное ГСЭН Мугалжарского района;
- согласование с ГУ «Департамент по ЧС Актюбинской области» №23-03-10/04/3696 от 20.08.2013 года;
- согласование рабочего проекта с Управлением «Актобезнергонефть»;
- согласование рабочего проекта с ЖНГК по кап.строительству и ремонту;
- согласование рабочего проекта с НГДУ «Октябрьскнефть»;
- согласование рабочего проекта с АО «Интергаз Центральная Азия» №481-4811-905 от 05.08.2013 года.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу:

- пояснительная записка, Том I, заказ №250;
- рабочие чертежи – Линейная часть, листов 20;
- рабочие чертежи – Наружные сети электроснабжения, листов 22;
- альбом – Установка блока совместной защиты;
- альбом – ЭХЗ-1;
- альбом – ЭХЗ-2;
- альбом – Типовые проекты;
- альбом – Технологическая часть;
- альбом – Установка подземной емкости;
- альбом – Телемеханика и связь;
- альбом – Пункт управления краном;
- сметная документация, Том II;
- спецификация оборудования и материалов, Том III;
- проект организации строительства, Том IV;
- паспорт проекта, Том V;
- раздел охрана окружающей среды, выполненный ТОО «Ист-Эко» в 2013 г.

5.4 Цель и назначение объекта строительства:

Газопровод-отвод предназначен для газоснабжения ТОО "Жанажолская ГТЭС" расчетная производительностью газопровода 55 000 м^3/час при давлении в точке подключения 6,4 МПа, протяженностью 10,804км. Источник газоснабжения – магистральный газопровод «Жанажол-КС-13» на 0,5км от технологической зоны ГС и 0,22 км от ЛК №1.

6. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Участок прокладки газопровода расположен в районе месторождения Жанажол на левобережье, на высоком берегу р.Эмба. В административном отношении это территория Мугалжарского района Актюбинской области с центром в г.Кандыагаш. Областной центр г.Актобе, находится в 270 км севернее описываемой территории. Сообщение с областным центром возможно автомобильным транспортом по асфальтированным автодорогам Актобе - Эмба - Жанажол, Актобе - Кенкияк – Жанажол и железной дорогой от станции Эмба до п.Жанажол.

Природно-климатические условия района строительства

- климатический район - IIIA
- расчетная зимняя температура воздуха - 31 °С
- вес снегового покрова на 1кв.м горизонтальной поверхности -1КПА
- глубина промерзания грунтов -1,8м
- давление ветра на высоте 10м. над поверхностью земли - 0,38 КПА.

Инженерно-геологические условия

В результате проведенных инженерно-геологических изысканий изучен геолого-литологический разрез по продольной оси газопровода. В рамках выполненных геотехнических изысканий пробурены 28 инженерно-геологических скважин, глубиной – 4.0 м-8.0м Геолого-литологические разрезы на протяжении газопровода являются выдержанными и отличаются простым строением. Расстояние между скважинами в разведочном профиле составило до 500 м. В разрезе участка выделены два инженерно-геологических элемента (ИГЭ). По оси газопровода повсеместно присутствует почвенный слой - 0,1 м. Плотность - 1,70 г/см^3.

(ИГЭ-1) вскрыт в интервале глубин от 0,1-4,0м. Грунт классифицирован как суглинок легкий, коричневый, твердой консистенции, маловлажный, средней плотности, просадочный I-типа. Суглинок содержит включения щебня и дресвы из доломитов. Мощность прослоев доломитов от 0,10-0,20 м. Мощность суглинка 4,0 м. Залегает с ПК 0 до ПК 70.

(ИГЭ-2) залегает с 0,1-4,0 м. Представлен дресвяным грунтом с суглинистым заполнителем, плотным, коричневым, твердым.

При компрессионных испытаниях суглинок ИГЭ-1 проявляет просадочные свойства. Относительная деформация просадочности при нагрузках 0,05 -0,1- 0,2-0,3 МПа составляет, соответственно, 0,007; 0,009 -0,010; 0,012-0,017; [illegible] просадочное давление равно 0,13 МПа. Тип грунтовых условий по просадочности – [illegible]

Коррозионная активность грунтов:

- углеродистой стали: «высокая»; удельное электрическое сопротивление грунта – 6,0 Ом*м;
- алюминиевым оболочкам кабеля – «высокая»; хлор-ион до 0,008%.
- к свинцовым оболочкам кабеля – «высокая»; нитрат-ион до 0,1%.

Засоленность и степень агрессивности грунтов:

По классификации СТ РК 25100-2002 грунты незасоленные. Суммарное содержание водорастворимых солей составляет до 0,6 %. Тип засоления – сульфатный. Согласно СНиП РК 2.01-19-2004 по содержанию сульфатов (3890 мг/кг) грунты сильноагрессивные к бетонам нормальной проницаемости (марка W4) на портландцементе по ГОСТ 22266-94. Слабо агрессивные к бетонам на сульфатостойком цементе. По суммарному содержанию хлоридов при пересчете на хлор-ион (80 мг/кг) грунты слабоагрессивные к арматуре железобетонных конструкций.

6.2 Проектные решения

Для снабжения природным газом ТОО "Жанажолская ГТЭС" запроект [illegible] провод-отвод. Точка подключения – существующий магистральный газопровод диаметром 800 мм «Жанажол-КС-13» на 0,5 км. Характеристика газопровода-отвода:

- рабочее давление в газопроводе 64 кгс/см^2;
- протяженность трассы – 10,804 км;
- длина укладываемых труб Д325х8,0мм, согласно гидравлического расчета и расчета толщины стенки, – 11011 м.;
- производительность газопровода – 55 000 м^3/час;

Рабочий проект разработан в соответствии СНиП РК 3.05-01-2010 «Магистральные трубопроводы», ОНТП 51-1-85 «Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы».

6.2.1 Технологические решения

Рабочий проект на подключение проектируемого газопровода-отвода от МГ "Жанажол-КС-13 к Жанажольской ГТЭС" разработан на основании технических условий за № 2-60-355 от 30.01.2013 г., выданных АО "Интергаз Центральная Азия". Проект выполнен в соответствии с требованиями СНиП 3.05.-01-2010, ОНТП 51-1-85.

Газопровод запроектирован из труб стальных прямошовных ГОСТ 20295-85 сталь 17Г1С. Принятая толщина стенки газопровода 8,0 мм. Контроль качества сварных [illegible] II категории согласно СНиП 3.05-01-2010 п. 6.36 - 100%, из них только радиографическим методом - участки трубопровода II категории во всех районах и независимо от диаметра. Угловые сварные соединения трубопроводов подлежат контролю ультразвуковым методом в объемы 100%.

На выходе из земли (на территории ЖГТЭС), газопровод заключается в стальной футляр, устанавливается изолирующее соединение ИС–НВ-325.

Проектом предусмотрен демонтаж трубы Ø219 мм с толщиной стенки 9,0 мм, проложенной по эстакаде (на территории ЖГТЭС).

Проектируемый надземный газопровод диаметром 325 мм с толщиной стенки 8,0 мм после выхода из земли прокладывается по существующей эстакаде H=3,0 м (на территории ЖГТЭС) протяженностью L=26,0 м. На конце газопровода предусмотрена установка элептической заглушки 325х10 мм по ГОСТ 17379-2001. Проектом предусмотрена теплоизоляция надземного газопровода.

Надземный газопровод защищается двумя слоями эмали ХВ-124 желтого цвета. Строительство и монтаж газопровода производится в соответствии с требованиями СНиП РК 3.05-01-2010, ВСН 004-88, ВСН 005-88.

Данный проект и строительство газопровода относится к первой категории сложности (уровень ответственности - I). Согласно требованиям СНиП РК 3.05-01-2010 и «Инструкции по применению труб в газовой и нефтяной промышленности», для строи-

тельства линейной части приняты трубы диаметром 325х8,0мм ГОСТ 20295-85 сталь 17Г1С с пределом прочности $\sigma_в$ = 510 МПа и пределом текучести $\sigma_т$ = 353 МПа.

Магистральный газопровод-отвод – I класса в зависимости от рабочего давления.

Контроль сварных соединений производится согласно СНиП РК 3.05-01-2010.

Сварка труб и труб с арматурой и соединительными деталями производится в соответствии с инструкциями ВСН 167-84 и предусмотрены следующие типы соединительных деталей: отводы стальные бесшовные по ГОСТ 17375-2001; отводы гнутые (холодное гнутье) по ГОСТ 24950-81, на врезке предусмотрен монтаж изолирующей вставки.

Проектом предусмотрена подземная укладка газопровода. Минимальная глубина заложения газопровода – 1,24 м. Ширина траншей по дну – 0,6 м. На участках поворота газопровода в горизонтальной плоскости, выполненных из гнутых кривых, ширина траншеи принимается в два раза больше, чем на прямолинейных участках.

Трубы газопровода-отвода в заводской изоляции «усиленного» типа. Изоляция сварных стыков выполняется манжетой ТЕРМА – СТМП по ТУ 2293-004-44271562-2004. Врезка - с помощью тройника заводского изготовления тип ТШР 813-325-7,5-0,6-10,0. Для сварки труб с фасонными частями (отводы, тройники) применяются переходные кольца КП. В точке газопровода-отвода предусмотрен крановый узел с двухсторонней продувкой, с крановой обвязкой в ограждении 5,0х5,0м, в соответствии с требованиями СНиП 3.05-01-2010. На трассе трубопровода предусмотрена установка сигнальных знаков высотой 1,5 м – 2,0 м от поверхности земли, которые оснащены соответствующими щитами с надписями – указателями. Знаки установлены так же на углах поворота.

Проектируемый газопровод не пересекает дорогу для обслуживания существующего газопровода .

Для очистки полости газопровода от примесей и конденсата, проектом предусмотрена установка кранов шаровых тип ПТ39140-300 с ручным приводом в надземном исполнении. Для слива конденсата проектом предусмотрена установка подземной емкости V=2 м^3.

В соответствии со СНиП РК3.05.01-2010 п .8 участки газопроводов на длине 250.0 м от мест установки тройниковых соединений газопроводов отводов отнесены ко II категории. Расчетная толщина стенки трубы Д820мм составляет 11,5 мм. Принимаем толщину стенки - 14,0 мм. Толщина проектируемого газопровода не совпадает с толщиной существующего, поэтому проектом предусмотрена перекладка газопровода длиной 250 м по обе стороны от врезки.

При использовании трубопроводов с заводской изоляцией на всех стадиях работ (погрузо-разгрузочных, транспортных, складских) предусмотрены мероприятия и устройства по предупреждению повреждения изоляционного покрытия труб.

Очистка полости трубопроводов.

С целью предупреждения загрязнения полости строительно-монтажным организациям необходимо в процессе строительства принимать меры, исключающие попадание внутрь трубопровода воды, снега, грунта и посторонних предметов, не разгружать трубы на неподготовленной площадке, не волочить их по земле.

Для предотвращения загрязнении полости следует установить временные заглушки на концах плетей при их длительном хранении на стеллажах и в местах технологических разрывов. До ввода в эксплуатацию полость трубопровода должна быть очищена от окалины и случайно попавших при строительстве внутрь трубопроводов грунта, воды и различных предметов.

Очистку полости следует производить 3-х кратную для обеспечения полного удаления твердых предметов. Очистку полости выполняют промывкой, продувкой, вытеснением загрязнений в потоке жидкости или протягиванием очистного устройства. В проекте предусмотрена продувка проектируемого газопровода. Продувка выполняется сжатым воздухом из компрессорных установок. Давление воздуха в ресивере при соотношении длин ресивера и продуваемого участка не менее 2:1 и определяется по табл. 16 СНиП III-42-80*. Протяжённость участка трубопровода, продуваемого без пропуска очистных поршней, не должна превышать 5.0 км.

Продувка считается законченной если из продуваемого патрубка выходит струя незагрязнённого воздуха. Очистка полости подземных трубопроводов должна производиться после укладки и засыпки.

Испытание на прочность. Проверка на герметичность.

Испытание магистральных газопроводов на прочность и проверку на герметичность следует производить после полной готовности всего трубопровода: полной засыпки, очистки полости, установки арматуры и приборов, катодных выводов, удаления персонала и вывоза техники из опасной зоны, обеспечения постоянной или временной связи. До выполнения указанных работ в комиссию по испытанию газопровода должная быть представлена исполнительная документация на испытываемый объект.

После проведения очистки газопровода, линейная часть газопроводов должны подвергаться циклическому пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность (газопроводы испытывают воздухом). При этом количество циклов должно быть не менее трех, а величины испытательного давления, в каждом цикле должны изменяться от давления, вызывающего в металле трубы напряжение до 0,75 предела текучести.

Подвергаемый испытанию на прочность и проверке на герметичность магистральный трубопровод следует разделить на отдельные участки, ограниченные заглушками или линейной арматурой.

Проверку на герметичность участков всех категорий трубопроводов необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего.

В зависимости от категорий участков трубопроводов и их назначения этапы, величины давлений и продолжительность испытаний трубопроводов на прочность и проверки их на герметичность следует принимать в соответствии с таблицей 29 СНиП РК 3.05-01-2010.

Для проведения пневматического испытания давление внутри газопроводов создают воздухом или природным газом. В качестве источников сжатого воздуха используют передвижные компрессорные установки, которые в зависимости от объёма полости испытываемого участка и величины испытательного давления применяют по одной или объединяют в группы.

При пневматическом испытании заполнение трубопровода и подъём давления в нём до испытательного, должно вестись через полностью открытые краны байпасных линий при закрытых линейных кранах. Для выявления утечек воздуха в процессе заполнения его в трубопровод следует добавлять одорант.

При пневматическом испытании подъём давления в трубопроводе следует производить плавно (не более 0,3 МПа в час), с осмотром трассы при величине давления равного 0,3Рисп., но не выше 2,0 МПа. На время осмотра подъём давления должен быть прекращён. Дальнейший подъём давления до испытательного следует производить без остановок. Под испытательным давлением трубопровод должен быть выдержан для стабилизации давления и температуры в течении 12 ч при открытых кранах байпасных линий и закрытых линейных кранах. Затем следует снизить давление до рабочего Рраб., после чего закрыть краны байпасных линий и провести осмотр трассы, наблюдения и замеры величины давления в течении времени не менее 12 ч.

При подъёме давления от 0,3Рисп. до Рисп. в течении 12 ч при стабилизации давления, температуры осмотр трассы запрещается. Осмотр трассы производить только после снижения испытательного давления до рабочего с целью проверки газопровода на герметичность.

Очистку полости трубопроводов, а также их испытание на прочность и проверку на герметичность следует осуществлять под руководством комиссии, состоящей из представителей генерального подрядчика, субподрядных организаций, заказчика, представителей УМГ «Актобе» и представителя органов ЧС.

Газопровод считается выдержавшем испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остаётся неизменным, а при проверке на герметичность не будут выявлены утечки.

При пневматическом испытании трубопровода на прочность допускается снижение давления на 1 % за 12 часов. При обнаружении утечек участок трубопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Очистка полости и испытание газопровода должно производиться в соответствии до СНиП РК 3.05-01-2010, ВСН 011-88.

Основные технические показатели:

Таблица 1

№	Наименование	Ед. изм.	Газопровод высокого давления
1	Производительность газопровода	$м^3$/час	55 000
2	Годовой расход газа	тыс.$м^3$/год	481 800,0
3	Рабочее давление в газопроводе 64	кгс/$см^2$	64
4	Протяженность газопровода	м	Д820мм = 500 Д325мм = 11 011
5	Отводы Д325х10,0мм / Д325х8,0мм	шт	18 / 21
6	Манжета ТЕРМА-СТМП 450х1,2х159 для стыков	шт	1 060
7	Футляры из стальных труб Д530х8,0мм Н=0,9м Д530х8,0мм Н=4,0м	шт	5 7
8	Тройник ТШР 813/325		1
9	Краны шаровые Д325мм в ограждении 5,0х5,0 м Краны шаровые Д325мм скребковый байпасн.	шт.	3 2
10	Продувочная свеча Д108х5,0мм Н=5,0м	шт.	3
11	Опознавательный знак	Шт.	17
12	Протекторная защита – протектор ПМ-10У	шт	7
13	Станция ЭХЗ–УКЗВ-10-1,2-24,2/в ограждении 5х5	шт	2 / 2
14	Защитное заземление / глубин. анодн. заземление	шт	2 / 6
15	Контрольно-измерительные пункты с резистором	Шт.	7

Электрохимзащита

Настоящим проектом предусматривается защита подземных коммуникаций и сооружений от электрохимической коррозии.

Проект разработан в соответствии СНиП РК 3.05-01-2010, СТ РК ГОСТ 51164-2005 и на основании ВСН 51-3-85, ВСН 51-1-80, ВСН 008-88, ВСН 011-88, ВСН 012-88, ВСН 009-80 и другими отраслевыми документами.

Стальные магистральные газопроводы и кабели с металлическими оболочками, уложенные в грунт, имеют контакт с почвенной влагой, являющейся электролитом, через поры или нарушения изоляционного покрытия. Для устранения или замедления процессов коррозии монтируются станции катодной защиты, создающие катодную поляризацию на подземном сооружении.

В результате данных предоставленных ТОО «Инжгеосистем» коррозионная активность грунтов по отношению к углеродной стали – средняя. Коррозионная активность грунтов по отношению к алюминиевой оболочке кабеля «высокая»

На основании расчётов для защиты подземных коммуникаций от электрохимической коррозии проектом предусматривается установка двух станций катодной защиты преобразователями типа УКЗВ-10-1,2-24-2 (В-ОПЕ-М3). Проектом предусмотрено глубинное анодное заземление типа Менделеевец 2 МГ-16 – глубинный анодный заземлитель. Устройство является блочно-комплектной конструкцией с высокой степенью заводской готовности. Изоляция мест соединения питающих проводов и токовводов с магистральным проводом производится с помощью стандартных фитингов. Для уменьшения сопротивления растеканию тока заземления проектом предусмотрена засыпка прианодного пространства коксово-минеральными активаторами (бентонитовая глина).

Для измерения потенциалов «сооружение-земля» по показаниям которых, при наличии электрохимической защиты, можно судить о степени защищенности сооружения, на подземных газопроводах предусматриваются контрольно-измерительные пункты

Согласно «Инструкции по расчёту и проектированию электрохимической защиты от коррозии магистральных газопроводов» контрольно-измерительные пункты устанавливаются:
- через каждые 500,0 м;
- в местах изменения направления (углов поворота) газопровода;
- у пересечения проектируемого газопровода с подземными коммуникациями
- на расстоянии трёх диаметров трубопровода от точек дренажа УКЗВ;

- у крановых площадок.

Устройство катодной защиты типа УКЗВ выполнено в виде трех металлических шкафов. Опорный шкаф и шкаф управления установлены на общем основании. Шкаф управления имеет брызгозащищенную конструкцию. Между опорным шкафом и шкафом управления на основании установлен высоковольтный трансформатор. В шкафу управления находится кронштейн с блоками катодной защиты и блоком учета. Все элементы блока учета и блоков катодной защиты смонтированы в съемных каркасных модулях. Питающее напряжение 220В, 50 Гц после понижающего трансформатора подается на вводной автомат блока учета. На крышке высоковольтного шкафа установлены проходные изоляторы. Выводы проходных изоляторов соединены с предохранителями электрическими соединениями. Внутри шкафа на опорных изоляторах закреплены предохранители, предназначенные для защиты УКЗВ от внутренних коротких замыканий. Высоковольтный трансформатор заземлить на нижнее основание. Подводящие кабели катодной защиты необходимо проложить в специальном желобе или трубе. В УКЗВ кабели заводятся через специальные отверстия, расположенные в основании шкафа управления. Подводящие кабели катодной защиты должны иметь специальную оконцовку, обеспечивающую надежное подключение к выходным клеммам СКЗ.

В соответствии с ПУЭ заземление устройств катодной защиты осуществляется контуром с сопротивлением заземляющего устройства $R_{заз}$ = 4 Ом. Заземляющее устройство предусматривают по т.пр. 7.402-5.1-93.

Электроснабжение устройств катодной высоковольтной защиты осуществляется от проектируемой ВЛ 10 кВ.

Протекторная защита футляров

Рабочий проект на подключение проектируемого газопровода-отвода от Жанажольской ГТЭС к МГ "Жанажол-КС-13" разработан на основании технических условий за №2-60-355 от 30.01.2013 г., выданных АО "Интергаз Центральная Азия".

При проектировании средств защиты стальных трубопроводов на пересечении магистрального газопровода-отвода с существующим нефтепроводом, газопроводами и водопроводом, от подземной коррозии, следует руководствоваться требованиями СТ РК ГОСТ Р51164-2005 и нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

Противокоррозийная защита независимо от способа прокладки трубопроводов должна обеспечить их безаварийную (по причине коррозии) работу в течении эксплуатационного срока.

Защита трубопроводов от подземной коррозии должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты усиленного типа.

Защита каждого футляра подземного магистрального газопровода на пересечении с инженерными коммуникациями будет осуществляться от одного протектора типа ПМ-10У. Перед установкой протектора в грунт, мешок из крафт-бумаги снять. Протектор устанавливается ниже глубины промерзания грунта.

Протектор к футляру газопровода подключается проводником в полихлорвиниловой изоляции через СКИП-1. Проводник, соединяющий протектор с газопроводом, выполняется кабелем ПСРП-10 и прокладывается на глубине 0,8м, покрывается кирпичом.

Защиту кожуха изоляционными покрытиями, следует выполнить согласно СНиП 3.05-01-2010 и ГОСТ 25812-83.

Все работы по защите подземных металлических сооружений от коррозии должны выполняться в соответствии с требованиями раздела ТР "Требования к безопасности систем газоснабжения", "Правил устройств электроустановок" и действующих СНиП.

Для защиты от механических повреждений изоляционного покрытия стальных труб в процессе протаскивания через футляр подземного пересечения через инженерные сети проектом предусмотрена установка спейсеров внутри футляра.

Производство и приемка работ по строительству газопровода выполняется в соответствии с требованиями СНиП III-42-80, ВСН 006-89, ВСН 012-88, ВСН 011-88, ВСН 008-88, ВСН 51-1-80, ВСН 51-3-85.

6.2.2 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электроснабжение

Наружные сети электроснабжения

Раздел «Наружные сети электроснабжения» рабочего проекта «Газопровод - отвод от МГ Жанажол КС-13 к Жанажольской ГТЭС» выполнен на основании технических условий на подключение за № 654 от 27 мая 2013 г, выданных ТОО "Жанажольская ГТЭС", технических условий на пересечение за № 297/550т от 23.05.2013г выданных ТОО "Энергосистема", технических условий за № 6-60-355 от 30.01.2013г. выданных АО "Интергаз Центральная Азия" и задания на проектирование, выданного заказчиком.

Согласно ПУЭ ("Карта районирования Казахстана по скоростям ветра" и "Карта районирования Казахстана по толщине стенки гололеда") проектируемый участок электроснабжения относятся к III району по гололеду и к IV району по ветровым нагрузкам.

Для электроснабжения сооружений электрохимической защиты и пунктов управления кранами проектом предусматривается строительство новой воздушной линии 10кВ с запиткой от сборки 0,4кВ установленной в помещении оператора по III-й категории надежности. Выход с территории пункта подготовки газа выполнить двумя кабелями марки АВБбШв 4х50 (1раб. + 1рез.) с установкой на конце повышающей КТП 25кВА 0,4/10кВ. Проектируемая ВЛ-10кВ выполнена на железобетонных опорах типа СВ 105 по действующей типовой серии 3.407.1-143 "Железобетонные опоры ВЛ-10кВ", разработанной институтом "Сельэнергопроект". Для подвески на опорах принят сталеалюминиевый провод, сечением 50мм². Сечение провода выбрано по допустимому току и проверено на токи короткого замыкания. Изоляторы приняты марки ШС-10. Расчетный пролет принят равным – 65 м.

Для защиты птиц от поражения электрическим током проектом предусматривается установка полиэтиленовых устройств птицезащиты.

Переходы через существующие инженерные сооружения выполнены согласно ПУЭ с соблюдением габаритов перехода согласно 5-му выпуску серии 3.407.1-143

В центре нагрузок на месте врезки проектом предусматривается установка комплектной трансформаторной подстанций КТП 25кВА 10/0,4кВ.

Учет эл. энергии выполнен трехфазным многотарифным эл. счетчиком поставляемыми в комплекте с повышающей КТП.

Магистральные кабельные сети 0,4кВ выполняются бронированным кабелем АВБбШв с прокладкой в земляной траншее на глубине 0,7 м от планировочной отметки на слой просеянного грунта или песка с покрытием сигнальной лентой. От механических повреждений и при пересечении с инженерными коммуникациями кабели защитить асбоцементными трубами.

Все опоры ВЛ-10 кВ должны быть заземлены согласно серии 3.407-150.

Все электромонтажные работы вести в соответствии ПУЭ-2003.

Основные технические показатели

Таблица №2

№	Наименование	Кол-во	Примечание
1	Протяженность ВЛ-10кВ	10 300 м	
2	Протяженность КЛ-0,4кВ	1 040 м	
3	Общее количество опор ВЛ-10кВ	183 шт	
4	Комплектная трансф. подстанция КТП 10/0,4кВ 25кВА	1 шт	понижающая
5	Комплектная трансф. подстанция КТП 0,4/10кВ 25кВА	1 шт	повышающая
6	Общая расчетная мощность потребителей	6,4 кВт	
7	Коэффициент мощности	0,8	
8	Категория электроснабжения	III	

Комплектная трансформаторная подстанция КТП 25кВА - 10/0,4 кВ

Трансформаторная подстанция КТП 25кВА - 10/0,4кВ устанавливается на площадке крестьянского хозяйства. Мощность трансформатора 253кВА. Разъединитель с проводом выносится на концевую опору ВЛ. Учет электроэнергии производится трехфазным многотарифным эл. счетчиком поставляемыми в комплекте с КТП на стороне 0,4кВ.

Конструктивное выполнение монтажа трансформаторной подстанции КТП 25кВА–10/0,4кВ

Трансформаторная подстанция типа КТП мощностью 25кВА представляет собой одно трансформаторную подстанцию наружной установки и предназначена для приема электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50Гц напряжением 10кВ и преобразованием в электроэнергию напряжением 0,4кВ. Проектируемая комплектная трансформаторная подстанция КТП 25кВА-10/0,4кВ тупиковая, закрытого типа с воздушным вводом 10кВ, трехфазная, вторичное напряжение 400/230В. Комплектная трансформаторная подстанция состоит из трех основных частей:

- распределительного устройства 0,4кВ;
- шкафа высоковольтных предохранителей;
- силового трансформатора.

Силовой трансформатор располагается под шкафом высоковольтных [illegible]нителей. Изоляторы силового трансформатора закрываются специальным кожухом, который крепится к задней стенке шкафа. Ввод 10кВ осуществляется через проходные изоляторы. Для крепления низковольтных изоляторов предусмотрен кронштейн. Комплектно с трансформатором поставляется разъединитель РЛНД-1/10/400 У1. Дверь шкафа высоковольтных предохранителей снабжена механической блокировкой, исключающей доступ в шкаф без отключения разъединителя, установленного на отдельной опоре.

При установке КТП10кВ приняты следующие наименования расстояния:

а) от уровня до воздушных вводов 10кв при отсутствии проезда транспорта под вводом - 4,5м;

б) от уровня земли до изоляторов вывода 230-400В - 4м.

Для обслуживания низковольтных шкафов КТП предусмотрена площадка обслуживания. Для предотвращения неправильных операций при обслуживании и ремонте КТП предусмотрена механическая блокировка привода разъединителя с дверью шкафа высоковольтных предохранителей.

Конструктивное выполнение воздушной линии ВЛ 10кВ

Воздушная линия ВЛ-10 кВ выполнена на железобетонных [illegible] действующей типовой серии 3.407.1-143 "Железобетонные опоры ВЛ-10кВ", [illegible]ной институтом "Сельэнергопроект". Для подвески на опорах принят сталеалюминиевый провод, сечением 50 кв.мм. Сечение провода выбрано по допустимому току и проверено на токи короткого замыкания. Изоляторы приняты марки ШС-10Д. Расчетный пролет принят равным – 65 м. Переходы через существующие инженерные сооружения выполнены согласно ПУЭ с соблюдением габаритов перехода согласно 5-му выпуску серии 3.407.1-143.

Ограждение КТП

При организации и производстве работ по монтажу и наладке электротехнических устройств следует соблюдать требования СНиП РК 3.01.01-85, СНиП РК III-4-80, государственных стандартов, технических условий. Правила устройства электроустановок, утвержденных Минэнерго и ведомственных документов, утвержденных в порядке, установленном СНиП РК 1.01.01-82.

Вариант ограды принят собственной разработки с использованием типовых серий. Элементы ограды предусмотрены заводского изготовления. Размеры ограды приняты 4х4м. Основанием для ограды служат стойки из сборного железобетона, армированные сварными каркасами. Закрепление стоек приняты обыкновенные: засыпка [illegible]ком, глина сухая и влажная и т.д. После монтажа предусмотрена окраска металлических сетчатых панелей масляной краской в зеленый или серебристый цвет. В ограде предусмотрена калитка для обслуживания КТП. Установка заземляющих устройств выполняется в соответствии с правилами и требованиями ГОСТ 12.1.030-81.

Закрепление опор ВЛ 10кВ

Расчет прочности закрепления опор в грунте произведен в соответствии с «Руководством по проектированию опор и фундаментов линий электропередачи и распределительных устройств подстанций напряжением выше 1кВ».

Закрепление опор в грунте предусматривается в сверленые котлованы глубиной 2,5м или 2,8м, диаметром 350-400мм. При засыпке котлованов под стойки должно произ-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

водится уплотнение грунта слоями не более 20см с помощью трамбовки до получения плотности грунта засыпки Y=1,7т/м^3. В зимних условиях засыпку рекомендуется выполнять песком или песчано-гравийной смесью. После монтажа проводов производится дополнительная трамбовка основания стойки опоры. Расчет прочности закрепления в грунтах выполнен в соответствии со СНиП 2.02.03-85.

Заземление опор ВЛ 10кВ

Для заземления опор железобетонных стоек СВ 105-3,5 и СВ 105 предусмотрены нижний, диаметром 10мм и длиной 2370мм, и верхний, диаметром 6мм и длиной 370мм, заземляющие проводники, изготовленные из стальных стержней.

Верхний и нижний заземляющие проводники должны быть приварены к одному из рабочих стержней арматуры стойки. К нижнему заземляющему проводнику должны быть приварены дополнительные заземлители в соответствии с типовой серией 3.407-150.

Контактные болтовые соединения заземляющих элементов должны быть предварительно зачищены и покрыты слоем чистого технического вазелина.

Установка блока совместной защиты

Рабочий проект на подключение проектируемого газопровода-отвода от Жанажольской ГТЭС к МГ "Жанажол-КС-13" разработан на основании технических условий за №2-60-355 от 30.01.2013 г., выданных АО "Интергаз Центральная Азия".

Точка подключения - существующий магистральный газопровод Д820мм. Рабочее давление в точке врезки 6,4 МПа. Глубина заложения существующего газопровода 1,70 м. Начало трассы, согласно технических условий - 0,5км от технологической [illegible] и 0,22км от ЛК№1. При проектировании предусмотрено присоединение проектируемого газопровода-отвода к существующему магистральному газопроводу при помощи тройника заводского изготовления. В точке врезки предусмотрена установка кранового узла с двухсторонней продувкой и трех - крановой обвязкой Ду-325. Монтаж изолирующей вставки предусмотрен до кранового узла по ходу газа.

Для уравнивания потенциалов защиты проектируемого газопровода из труб стальных бесшовных ГОСТ 20295-85* сталь 17Г1С толщиной стенки газопровода 6,0 мм и пересекаемого существующего, проектом предусмотрена установка блока совместной защиты, совмещенного с контрольным пунктом тип Н.ХС-24-4-БСЗ-30-2, соединяющих между собой проектируемый и существующий газопровод.

Преобразователь к газопроводу подключить кабелем АВВГ 3х10мм через контактное устройство. Кабели марки АВВГ3х10мм - на глубине 0,8м, в асбестоцементных трубах, соединяемые при помощи муфт полиэтиленовых МПТ-1 05-М203.

По трассе прокладки кабеля через каждые 500м предусматривается установка сигнальных (опознавательных) столбиков высотой 1,0 м., от поверхности земли, которые должны быть оснащены эксплуатирующей организацией соответствующими надписями - указателями.

На пересечении газопровода с инженерными сетями, газопровод заключается в футляр Д530х8,0мм, устанавливается протекторная защита футляра согласно проекта.

Строительство и монтаж выполняется в соответствии с требованиями СНиП РК 3.05-01-2010, ВСН 004-88, ВСН 005-88.

Связь

Для организации технологической связи «Диспетчер УМГ-АКТОБЕ» предусмотрена установка земной станции спутниковой связи типа iDirect. Может быть применен аналогичный комплект спутниковой связи другого производителя по усмотрению Заказчика.

Для передачи информации в систему диспетчеризации более высокого уровня для АРМ оператора предусмотрено соединение по Ethernet к комплекту спутниковой связи iDirect. Телефонная связь обеспечивается подключением телефона установленного в операторной к комплекту спутниковой связи iDirect. До начала установки земной станции спутниковой связи необходимо получить разрешение на использование РЧС.

Пожарная сигнализация.

В блоке КИПиА установлено средство пожарной сигнализации, возле пожарного щита установлен ручной извещатель ИП 212-63 на потолке. В помещении блока КИПиА на стене устанавливается прибор приемно-контрольный Гранит-2. Пожарный шлейф внутри здания выполняется кабелем сигнализации КСПВ 4х0,5, прокладываемым в служебных помещениях в кабельном канале 20х16.

МЕМОРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Оповещение при пожаре

Проектируемое помещение КИП, согласно требованиям СН РК 2.02-11-2002, обеспечивается системами оповещения, относящейся к 1 типу и включающей в себя звуковой оповещатель, как основной, и световой – как вспомогательный.

В проекте в помещение КИП предусмотрена установка на фронтальной стене высотой 2,7 м светозвуковых оповещателей «Зов», срабатывающих по сигналу от приемно-контрольно-пожарного прибора поставляемого в комплекте с системой Гранит-2, в который они включены. Для обеспечения необходимого питания оповещателей «Зов» в операторной предусмотрена установка блока питания ВЭРС РИП-12(1А).

Автоматизация.

Раздел автоматизации разработан на базе Контроллера Allen-Bradley специально разработанное для эксплутации в составе систем телемеханики в экстремальных промышленных условиях нефтяной и газовой промышленности, на магистральных и промысловых трубопроводах, в системах передачи и распределения электроэнергии. АСУ ТП выполняет следующие основные функции:

Техническое обеспечение, разработанное в данном комплекте рабочих чертежей представляет собой следующий комплекс технических средств АСУ ТП:

- рабочее место оператора;
- блок контролера системы управления охранного крана;
- контроллер узла учета газа FloBoss107 в комплекте с многопараметрическими сенсорами;
- комплект спутниковой связи iDirect (или аналогичный);
- система передачи телеметрических данных осуществляется по линиям оптоволоконного кабеля, предназначенных для сбора данных со станций УКЗВА и охранных кранов.

Топология размещения программно-технических средств АСУ ТП, предусмотренная в данном проекте, следующая:

- блок местной системы управления через OPC ModBus server SCADA WinCC и установлен в помещении диспечерской ЖЛПУ –УМГ;
- узел учета газа установлен в помещении блока КИПиА ЖГТЭС,
- рабочее место оператора расположено в помещении блока КИПиА;
- комплект спутниковой связи располагается в блоке КИПиА ЖГТЭС;
- оборудование телеметрии располагается в блоке КИПиА и станции УКЗВА.

Рабочее место оператора состоит из:

- рабочая станция Core2Quard 2,5Ghz в составе: системный блок; цветной жидкокристаллический монитора 20, клавиатура, устройство позиционирования курсора(мышь), внешние звуковые колонки;
- черно-белый лазерный принтер;
- плата-адаптер для связи по EtherNet/OПТО.

Рабочее место оператора подключается к электропитанию. Подключение рабочего места:

- к блокам охранного крана через оптоволоконную связь;
- к контроллеру узла учета газа FloBoss 107 через спутниковую связь iDirect;
- к УКЗВА через оптоволоконную связь с комплектом системы передачи телеметрических данных по линям среднего (6-10 кВ) и низкого напряжения (0,2-0,4 кВ);
- к комплекту спутниковой связи iDirect посредством Ethernet карты.

Для организации коммерческого учета газа на входе ППГ ЖГТЭС предусмотрена установка многопараметрических сенсоров, данные с которых поступают и обрабатываются в контролере FloBoss 107. Далее информация с контроллера FloBoss 107 по интерфейсу RS-485 поступает на АРМ оператора ЖГТЭС и через ЗССС передается на SCADA WinCC УМГ-Актобе.

Всё оборудование КИП размещены в блоках охранного крана, а телемеханика ЭХЗ встроены в шкаф УКЗВ В-ОПЕ-М. Приборы, элементы управления и сигнализации, расположенные в блоке сигнализации, соединяются с другими блоками на месте при монтаже через блоки зажимов в блоке сигнализации и соединительные коробки соответствующих блоков.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Электропитание программно-технических средств АСУ ТП выполнено от источников бесперебойного питания напряжением ~220В, 50 Гц, установленных в помещении блока охранного крана и соответствует особой группе I категории электроснабжения, согласно ПУЭ.

Для защиты от электромагнитного воздействия проводка трасс кабелей для ввода и вывода сигналов выполнена экранированным кабелем. Экраны и оболочки кабелей для ввода и вывода сигналов заземлить с одного конца путем электрического присоединения к изолированным шинам системного заземления в помещении блока КИПиА .

Инструментальное заземление комплекса технических средств АСУ ТП расположенного в помещении блока КИПиА, выполняется путем электрического присоединения клемм заземления технических средств АСУ ТП к изолированным шинам инструментального заземления помещении блока КИПиА.

Энергоэффективность и энергосбережение

Для электроснабжения сооружений электрохимической защиты и пунктов управления кранами проектом предусматривается строительство новой воздушной линии 10кВ с запиткой от сборки 0,4кВ установленной в помещении оператора по III-й категории надежности. Выход с территории пункта подготовки газа выполняется двумя кабелями марки АВБбШв 4х50 (1раб. + 1рез.) с установкой на конце повышающей КТП 25кВ. Проектируемая ВЛ-10кВ выполнена на железобетонных опорах типа СВ 105 по действующей типовой серии 3.407.1-143 "Железобетонные опоры ВЛ-10кВ", разработанной институтом "Сельэнергопроект". Для подвески на опорах принят сталеалюминиевый провод, сечением 50мм². Сечение провода выбрано по допустимому току и проверено на токи короткого замыкания. Изоляторы приняты марки ШС-10Д. Расчетный пролет принят равным - 65м.

Так же проектом предусмотрена защита подземного газопровода от электрохимической коррозии при помощи установки двух станций электрохимзащиты, которые обеспечивают непрерывную защиту металлических труб газопровода от коррозии. Питание ЭХЗ осуществляется напряжением 2,4 кВ по III категории надежности от ведомственной ВЛ-10 кВ от сборки 0,4 кВ помещения оператора.

Магистральные кабельные сети 0,4кВ выполняются бронированным кабелем АВБбШв с прокладкой в земляной траншее на глубине 0,7 м от планировочной отметки на слой просеянного грунта или песка с покрытием сигнальной лентой. От механических повреждений и при пересечении с инженерными коммуникациями кабели защищаются асбоцементными трубами.

Так же энергосбережение обеспечивается соединением труб газопровода сваркой с проверкой стыков магистрального газопровода. Контроль сварных соединений производится согласно СНиП РК 3.05-01-2010 -100% радиографическим и ультразвуковым методом. Сварку труб, труб с арматурой и соединительными деталями следует производить в соответствии с инструкциями ВСП 2-124-80; ВСН 167-84.

Для соединения труб и арматуры при строительстве линейной части газопровода проектом предусмотрены следующие типы соединительных деталей:

- отводы стальные бесшовные по ГОСТ 17375-2001;
- отводы гнутые (холодное гнутье) по ГОСТ 24950-81.

Трубы газопровода-отвода в заводской изоляции «усиленного» типа. Изоляция сварных стыков выполняется манжетой ТЕРМА – СТМП по ТУ 2293-004-44271562-2004. Врезка выполнена с помощью тройника заводского изготовления тип ТШР 813-325-7,5-0,6-10,0. Для сварки труб с фасонными частями (отводы, тройники) применяются переходные кольца КП. Контроль стыков предусмотрен так же при приварке отводов отключающих устройств. В проекте применены стальные трубы в заводской изоляции ТОО «Интрерпайп» г. Атырау и ТОО «УПТК «Южуралэнергострой» г. Челябинск.

Данные виды работ и применяемые материалы ведут к устранению потерь газа в газопроводе, продлевает срок службы газопровода, то есть к энергосбережению топлива

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

Проектом предусмотрено строительство магистрального газопровода Д325х8,0мм в изоляции заводского изготовления «усиленного» типа с размещением отключающим

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

устройств на огороженной площадке 5,0 х 5,0 м с соблюдением требуемых норм разрывов в соответствии с «Инструкцией по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности» СН 433-79.

МГ обеспечен автоматической системой регулирования и контроля технологического процесса, проектом предусмотрена дистанционная передача сигнала и аварийная сигнализация.

В период эксплуатации МГ необходимо следить за плотностью трубопроводов и арматуры, состоянием крепления арматуры, исправностью электропроводки.

Запрещается любого вида огневые работы вблизи арматуры при работе МГ. Учтены требования пожаро- и взрывобезопасности для наружных установок класса В-1Г.

Обслуживание МГ, работающего под давлением, должно проводиться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Строительная организация должна разрабатывать и утверждать в установленном порядке инструкции по технике безопасности по видам работ применительно к местным условиям. Ввиду высоких температур, связанных со сваркой или резкой горячего металла, необходимо строгое соблюдение противопожарных мер, где бы эти операции ни выполнялись. Не следует применять взрывчатые или возгорающиеся материалы. Необходимо иметь под рекой огнетушитель, готовый к немедленному использованию на случай пожара.

Прежде чем подрядчик начнёт любые пневмостатические испытания, необходимо иметь план испытаний, включающий в себя следующее:

- испытательная среда;
- минимальное и максимальное давление испытания;
- отключение других линий или оборудования от испытываемых;
- используемое испытательное оборудование и т.д.

Лица, занятые проведением испытаний, должны на основании плана испытаний иметь чёткое представление о протяжённости трубопровода, подлежащего испытанию, о среде, используемой для испытания, и о давлении, с которого начинается испытание.

Чтобы изолировать линию от других частей системы, все заглушки, фланцы, задвижки, крышки, пробки и т. д. должны быть установлены до начала испытаний и каждая деталь должна быть проверена на то, что давление, на которое она рассчитана достаточно, чтобы выдержать испытательное давление.

При пневмоиспытаниях весь персонал, не участвующий в проведении, должен быть удалён из непосредственной близости от любых открытых участков испытываемых трубопроводов или сосудов.

К производству работ подготовительного и основного периодов строительства должны допускаться люди, прошедшие обучение, инструктаж и проверку знаний по технике безопасности.

Особое внимание при строительстве должно быть обращено на надзор за выполнением скрытых работ, выполнение которых не может быть проверено после их окончания, например: планировка траншей, изоляция трубопроводов и т.д.

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

Территория объекта (ППГ- пункт подготовки газа) должна иметь освещение, соответствующее проекту, постоянно содержаться в чистоте, быть оборудована пожарными постами и стандартными указателями, согласно проекту.

Территория объекта должна иметь звуковую систему оповещения на случай аварии и пожара.

Все въезды на территорию объекта, дороги и проезды по территории необходимо содержать в исправном состоянии, своевременно ремонтировать, в темное время суток освещать для обеспечения безопасного проезда. При производстве ремонтных работ на отдельных участках дорог следует обеспечить возможность объезда. Работы должны быть согласованы с пожарной охраной.

6.4 Охрана окружающей среды

При нормальном режиме эксплуатации газопровода вредных выбросов в атмосферу не происходит. С целью предупреждения аварийных выбросов связанных с повреждением газопровода проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- сортамент труб принят в строгом соответствии требований СНиП РК3.05-01-2013
- устройство в траншее основания из мягкого или песчаного грунта обеспечивающих сохранность гидроизоляции газопровода;
- отключение аварийного участка газопровода предусмотрено отключающими линейными кранами.

Перед вводом в эксплуатацию подводящего магистрального газопровода предусматривается продувка воздухом газопровода-отвода и трубопроводов МГ

Природный газ, состоящий на 84 % из метана, легче воздуха (относительная плотность по воздуху равна 0,6) и при стравливании через свечу на высоте 5,0 м поднимается вверх и рассеивается на большом расстоянии от земли. Поэтому в приземном слое атмосферы он скапливаться не будет.

При эксплуатации рассматриваются аварийный выброс на газопроводе и выброс при ремонте МГ. План газопровода и планировка решены с учетом рационального использования земель. Предусмотрены мероприятия по охране почвенно-растительного слоя, т.е. срезка растительного грунта и замена его на площадях, занятых при строительстве.

6.5 Организация строительства

Нормативная продолжительность строительства определена по СНиП 1.04.03-2008 и составляет 4 месяца, в том числе подготовительный период 1,7 месяца. Затраты труда на выполнение строительно-монтажных работ 9 587,5 чел.дн, рекомендуемая численность рабочих 149 человек.

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», СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» на основании сборников сметных цен и расценок на строительные работы СН РК 8.02-05-2002, на монтаж оборудования СН РК 8.02-06-2002, на строительные материалы, изделия и конструкции СН РК 8.02-04-2002. книги 1-5 с дополнениями и изменениями выпуски 1-16.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса-АВС (редакция 4.4.1) по выпуску сметной документации в ценах 2001 года.

При составлении сметной документации в базовом уровне цен использована сметно-нормативная база, в которой затраты на оплату труда работников строительства, цены и тарифы на материально-технические ресурсы и услуги приняты по состоянию, зафиксированному в инвестиционно-строительной сфере Республики Казахстан в 2001 году.

Сметная стоимость строительства в сметной документации определена базисно-индексным методом, который основан на использовании текущих индексов, рассчитанных на основании месячного расчетного показателя (Имрп), устанавливаемого ежегодно согласно бюджетного законодательства.

При составлении смет использованы:

- сборник сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002);
- сборник сметных цен и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002);
- сборник расценок на монтаж оборудования (СН РК 8.02-06-2002);
- сборник сметных норм и затрат на оборудование и инвентарь (СН РК 8.02-13-2004).

В сметной стоимости учтены:

- накладные расходы на строительные, монтажные и специальные строительные работы в соответствии с приложением № 1 к СН РК 8.02-02-2002г;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 6% от суммы прямых затрат и накладных расходов (СН РК 8.02-02-2002);

- дополнительные затраты на временные здания и сооружения по СН РК 8.02-09-2002;

- дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время по НДЗ-2001 (СН РК 8.02-07-2002);

- затраты на дополнительные отпуска и выслугу лет по СН РК 8.02-02-2002;

Переход в текущие цены сметной стоимости строительства от базовых цен 2001 года выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя установленного на 2014 год в размере 2,390;

- налоги, сборы и обязательные платежи начислены согласно действующему законодательству в размере 2 %;

- налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере 12 % установленным законодательством Республики Казахстан, 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 проектных решений:

Рабочий проект разработан в соответствии с техническим заданием на проектирование и соблюдением экологических, санитарно-эпидемиологических и противопожарных требований. Принятые проектные решения соответствуют государственным нормативам, требованиям по энергосбережению, санитарной, экологической и пожаробезопасности, рациональности технологических и инженерных решений, функциональному назначению объекта.

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

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям внесены следующие изменения и дополнения:

1. Стоимость оборудования, изделий и материалов, отсутствующих в действующей нормативной базе и принятые по прайс-листам, обоснована и согласована заказчиком в соответствии СН РК 1.02-03-2011(протокол согласования стоимости оборудования и материалов 95-позиции, утвержденный заказчиком).
2. Добавлены отсутствующие стоимости отводов.
3. Откорректирована стоимость экспертизы согласно договора.

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

Таблица №3

№	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Примечан. (+увелич, -уменьш.)
			заявленные до экспертизы	рекомендуемые к утвержден	
1	2	3	4	5	6
1	Производительность газ-да	$м^3$/час	55 000	55 000	-
2	Рабочее давление в газопроводе	$кгс/см^2$	64	64	-
3	Газопровод Д820мм	м	500	500	-
4	Газопровод-отводД325мм +0,3%	м	11 011 + 33	11 011 + 33	-
5	Футляры Д530мм Н=0,9/4,0 м	шт	5 / 7	5 / 7	-
6	Краны шаровые Д325мм	шт	3+2	3+2	-
7	Отводы Д325х10,0мм / Д325х8,0мм	шт	18 / 21	18 / 21	-
8	КТП 10/0,4кВ 25кВА КТП 0,4/10кВ 25кВА	шт	1 1	1 1	- -
9	Протяженность ВЛ-10кВ Протяженность КЛ-0,4кВ	м	10 300 1 040	10 300 1 040	-
10	Протекторная защита – протектор ПМ-10У	шт	7	7	-

1	2	3	4	5	6
11	Станция ЭХЗ–УКЗВ-10-1,2-24,2/в ограждении 5х5	шт	2 / 2	2 / 2	-
12	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г,, в том числе: СМР оборудование прочие затраты	млн. тенге	202,589 175,911 23,166 3,511	210,387 185,795 21,446 3,145	+ 7,798 + 9,884 -1,720 - 0,366
13	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2013-2014г.г,, в том числе: СМР оборудование прочие затраты	млн. тенге	565,005 414,878 54,636 95,490	585,789 438,190 50,579 97,019	+ 20,784 + 23,312 - 4,057 + 1,529
14	Продолжительность стр-ва	мес.	4	4	-

В результате экспертизы рабочего проекта с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в прогнозных ценах принята в сумме – 585,789 млн.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 565,005 млн.тенге общее увеличение сметной стоимости по объекту составило в сумме – 20,784 млн.тенге.

7.4 Рекомендации при последующем строительстве объекта :

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

2. В процессе производства строительно-монтажных работ следует соблюдать основные требования безопасности согласно СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве», СНиП РК 1.03.06-2002 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений», а также учитывать эти нормативы при разработке проектов производства работ.

8. ВЫВОДЫ:

1. С учётом внесённых изменений и дополнений, рабочий проект «Газопровод-отвод от МГ Жанажол-КС-13 к Жанажолской ГТЭС» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

- производительность газопровода - 55 000 м³/час;
- рабочее давление в газопроводе - 64 кгс/см^2;
- газопровод Д820мм - 500 м.;
- длина укладываемых труб Д325мм - 11 011 м.;

- общая стоимость строительства в базовых ценах 2001 года - 210,387 млн.тенге;
  в том числе СМР - 185,795 млн.тенге;
- общая сметная стоимость строительства в прогнозных ценах 2014 года - 585,789 млн.тенге;
  в том числе СМР - 438,190 млн.тенге;
- продолжительность строительства - 4 месяца.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована в соответствии с условиями договора от 27 ноября 2013 года №654 между филиалом РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области и ТОО «Строительная компания «Спарта».

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

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

4. До начала производства работ проект (рабочий проект) подлежит утверждению в установленном порядке в течении 3 месяцев.

8. ТҰЖЫРЫМ

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Жаңажол МГ-КС-13-тен бастап Жаңажол ГТЭС-не дейінгі бұру газ құбыры» жұмыс жобасы Қазақстан Республикасының аумағында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және бекітуге келесі негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен ұсынылады:

- газқұбырының өнімділігі	- 55 000 т/м/сағатына;
- газқұбырдағы жұмыстық қысым	- 64 кгс/см^2;
- Д820мм газқұбыры	- 500 м.;
- Д325мм теселетін құбырлардың ұзындығы	- 11 011 м.:
- 2001 жылғы базалық бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны	- 210,387 млн.теңге;
оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары	- 185,795 млн.теңге;
- 2014 жылғы болжамды бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны	- 585,789 млн.теңге;
оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары	- 438,190 млн.теңге;
- құрылыстың ұзақтығы	- 4 ай.

2. Сараптама қорытындысы «Мемсараптама» РМК Ақтөбе облысы бойынша филиалы және «Спарта» Құрылыс компаниясы» ЖШС арасындағы 2013 жылғы 27 қарашадағы №854 шартының жағдайларына сәйкес деректілігі кепілдендірілген, тапсырысшы жобалау үшін бекітілген бастапқы мәліметтерді (деректер) есепке ала отырып орындалған.

3. Жоба (жұмыс жобасы) бекітілуге ұсынылғанда және өндіріс жұмысына берілген кезде, оның мемсараптаманың нағыз тұжырымымен сәйкестілігі тексерілуге жатады.

4. Жоба (жұмыс жобасы) өндіріс жұмысы басталғанға дейін қойылған тәртіп бойынша 3 ай мерзімі аралығында бекітілуге жатады.

ӨБ бастығы Т. Табылдин

Жетекші сарапшы С. Куздибаева

Жетекші сарапшы А.Турмаганбетова

Прошито и пр
на
и скреплено печатью
Ведущий эксперт