ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

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

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА •

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:

Директор филиала
РГП «Госэкспертиза»
по Актюбинской области

_____С. Лекеров

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№04-0831/12 от 21 ноября 2012 года

по рабочему проекту
«Строительство подводящего газопровода к с.Жайсан Мартукского района Актюбинской области»

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

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Гипрогаз Кампани»,
город Актобе

г. Актобе

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ «ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН 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

БЕКІТЕМІН:

«Мемсараптама» РМК
Ақтөбе облысы бойынша
филиалының директоры

_____ С. Лекеров

«Ақтөбе облысы Мәртөк ауданының Жайсан ауылына жеткізуші газ құбырының құрылысы»
жұмыс жобасы бойынша

2012 жылғы 21 қарашадағы №04-0831/12

ҚОРЫТЫНДЫ

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

ЖОБАЛАУШЫ:
«Гипрогаз Кампани» ЖШС,
Ақтөбе қаласы

Ақтөбе қаласы

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

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №165 от 11.10.2012г. между филиалом РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области и ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области».

2. ЗАКАЗЧИК: ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Актюбинской области», 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 24.05.2012 года.
ГИП – Кузема И.С. (приказ №4 от 2 февраля 2012 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

- заключение №04-0060/12 от 11 марта 2012г. по технико-экономическому обоснованию «Строительство подводящего газопровода к селу Жайсан Мартукского района Актюбинской области»;
- задание на разработку рабочего проекта, утвержденное начальником ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Актюбинской области» от 07 мая 2012 г.;
- постановление акимата Актюбинской области №275 от 06.08.2012 года «Об областном бюджете на 2012-2014 годы» (перечень объектов строительства газоснабжения на 2013 год);
- заключение №46 земельной комиссии Мартукского района от 31.01.2012 года;
- технические условия №338 от 01.02.2012 г. на проектирование и подключение к газораспределительным сетям, выданные АПФ АО «КазТрансГаз Аймак»;
- технические условия №23-10-04-04/623 от 24.07.2012 года на пересечение проектируемым газопроводом автодороги;
- технические условия №002 от 07.02.2012 года на отпуск мощности электроснабжения, выданные Мартукским УЭС ТОО «Энергосистема»;
- отчет по топографо-геодезическим работам, выполненный ТОО «ИнжегеоКомпани Казахстан» от 2012 года, арх.№224;
- технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ТОО-«ИнжегеоКомпани Казахстан» от 2012 года для рабочего проекта «Строительство подводящего газопровода к с.Жайсан Мартукского района Актюбинской области», арх.№224.

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организаций:

- заключение №5-6/698 от 01.10.2012 года, выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Актюбинской области»;
- заключение №1280 по рабочему проекту, выданное управлением государственного санитарно-эпидемиологического надзора Актюбинской области от 11.09.2012 года;
- согласование рабочего проекта с Департаментом по чрезвычайным ситуациям Актюбинской области от 02.10.2012 года;
- согласование рабочего проекта с ПТО АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» №2516 от 02.08.2012 года;
- письмо-согласование с ГУ «Актюбинский областной департамент Комитета автомобильных дорог» №23-10-04-04/677 от 08.08.2012 года;
- экспертное заключение №ЭЗП-10 от 24.09.2012 года по промышленной безопасности, выданное АФ АО «НЦ Құрылысконсалтинг»;
- протокол - согласования стоимости оборудования и материалов, утвержденный заказчиком.

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу:

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- пояснительная записка, Том I, заказ №236;
- рабочие чертежи–внеплощадочные сети - 23 листа, узел учета ПГБ – 2 листа, молниезащита ПГБ – 3 листа, молниезащита ГРПШ, электросети ПГБ – 3 листа, узлы переходов, установка опознавательного столба – 1 лист, конденсатосборник по серии 5.905-15, чертежи ограждении, установки задвижек и узлов врезок;
- сметная документация, Том II;
- спецификация оборудования и материалов, Том III;
- проект организации строительства, Том IV;
- паспорт проекта, Том V;
- охрана окружающей среды.

5.4. Цель и назначение объекта строительства:

Во исполнение программы развития территории Актюбинской области на 2011-2015 годы, утвержденной постановлением Правительства РК, постановления акимата Актюбинской области №275 от 06.08.2012 года «Об областном бюджете на 2012-2014 годы», строительство подводящего газопровода, обеспечивающего село Жайсан природным газом.

6.ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Участок работ находится в Мартукском районе Актюбинской области, в 94 км севернее г. Актобе и в 24 км севернее с.Мартук . Связь с областным центром осуществляется по автодороге с асфальтовым покрытием.

Климат резко континентальный со значительной амплитудой средних месячных и годовых температур воздуха. Жаркое сухое лето сменяется холодной малоснежной зимой. Летом район находится под влиянием сухих и горячих ветров, дующих со среднеазиатских пустынь, а зимой холодных потоков воздуха, приходящих из Арктики.

Растительность степная травянистая, характерная для зоны степей.

Природно-климатические условия района строительства :

- климатический подрайон	- III А;
- скоростной напор ветра	- 38 кгс/м^2;
- расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 31 ^{0}С;
- вес снегового покрова	- 70 кгс/м^2;
- глубина промерзания грунтов	- 1,75-2,30 м.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

В геологическом строении участка работ принимают участие аллювиально-делювиальные четвертичные отложения, представленные суглинками, супесями, глинами и песками средней крупности.

Грунтовые воды на момент инженерно - геологических изысканий (июль 2011 г.) до глубины 3,0 м (трасса) – 6,0 м (переходы через автодороги и балку) не вскрыты.

В геологическом отношении территория сложена из 5-ти инженерно-геологических элементов:

ИГЭ № 1 - Почвенно-растительный слой суглинистый, тёмно-коричневый. Вскрыт с поверхности до глубины 0,2 м. Мощность слоя 0,2 м. Плотность грунта – 1,77 г/см^3. Слой подлежит рекультивации.

ИГЭ № 2 - Суглинки лёгкие пылеватые, от тёмно-коричневых до светло-коричневых, твёрдые, известковистые, с пятнами ожелезнения, иногда с прослоями песка мелкого, мощностью до 5 см. Вскрыты с глубины 0,2 м до 1,5-3,0 м. Мощность слоя 1,3-2,8 м.

ИГЭ № 3 - Супеси песчанистые, от тёмно-коричневых до светло- коричневых, твёрдые, известковистые, с прослоями суглинков, мощностью до 5-10 см, Вскрыты с глубины 0,2-2,0 м до 0,8-3,8 м. Мощность слоя 0,6-3,6 м.

ИГЭ № 4 - Глины тяжёлые, тёмно-коричневые, твёрдые, известковистые, с пятнами ожелезнения, с прослоями песка мелкого, мощностью до 5 см. Вскрыты скважиной № 4 на переходе через а/дорогу Мартук-Полтавка с глубины 0,2 м до 3,3 м. Мощность слоя 3,1 м.

ИГЭ № 5 - Пески средней крупности, светло-коричневые, средней плотности,

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

кварцевополевошпатовые, маловлажные. Вскрыты скважинами на переходах через а/дороги с глубины 0,8-3,8 м до 6,0 м. Вскрытая мощность слоя 0,7-5,2 м.

Коррозионная активность грунтов к углеродистой стали до глубины1,5м «средняя». Удельное электрическое сопротивление грунтов составляет 21,0-36,0 Ом·м. Коррозионная активность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля «высокая»; к алюминиевой оболочке кабеля «высокая».

Агрессивность грунтов к бетону:

а) по содержанию сульфатов (30-70 мг/кг) грунты неагрессивные ко всем маркам бетона по ГОСТ 10178-76 и ГОСТ 22266-7;

б) по содержанию хлоридов (108-187 мг/кг) грунты неагрессивные ко всем маркам бетона по ГОСТ 10178-76 и ГОСТ 22266-76.

Засоленность грунтов: грунты до глубины 1,5 м по содержанию легко и средне-растворимых солей (0,054-0,0,078 %) - незасоленные.

6.2. Проектные решения

6.2.1. Генеральный план

При строительстве подводящего газопровода данным проектом предусмотрена установка блочного газорегуляторного пункта – ПГБ. Планировочные решения генерального плана приняты в соответствии с технологической схемой, с учетом рельефа местности и подхода инженерных сетей. Площадь участка – 135 м^2, площадь застройки – 18 м^2. Предусмотрены ограждение ПГБ, устройство калитки, дренажная канава.

Покрытие площадки ПГБ – предусмотрено щебеночное, основание – уплотненный грунт. Откосы насыпи на площадке укрепляются посевом многолетних трав.

Проектируемый газопровод высокого давления II категории пересекает:

- автодорогу от ПК 10+00 до ПК 11+00;
- автодорогу от ПК 15+50 до ПК 17+00;
- балку и автодорогу от ПК 186 до ПК 189;
- автодорогу от ПК 236 до ПК 239;
- автодорогу от ПК 246+80 до ПК 247+80.

6.2.2. Технологические решения

Внеплощадочные сети

Газопровод высокого давления I категории

На основании технических условий №338 от 01.02.12г АО"КазТрансГазАймак", точка врезки - подземный газопровод высокого давления I категории перед ГРП №1 к п. Мартук диаметром 426мм, Р=12 кгс/см², Рраб=7 кгс/см².

Подводящий газопровод высокого давления I категории предусмотрен подземным способом из труб стальных электросварных диаметром 219х6,0мм по ГОСТ 10704-91 из стали В20 по ГОСТ 1050-88. Для электрохимзащиты проектируемого подземного стального газопровода проектом предусматривается стальная полоса L до 5,0 м, соединяющая проектируемый и существующий газопроводы. Изоляция подземного стального газопровода «весьма усиленного» типа. На врезке устанавливается отключающее устройство – задвижка Д200 типа 30с41нж в надземном исполнении в ограждении 3м х 3м (т.пр. 402-2-25). Ограждение необходимо для защиты отключающего устройства от механических повреждений.

На выходе из земли (перед ГРПШ) газопровод заключается в стальной футляр, устанавливается изолирующее фланцевое соединение и отключающее устройство – задвижка ду-200 тип 30с41нж.

Контроль качества сварных стыков стального газопровода высокого давления I категории производится согласно МСН4.03-01-2003 табл 14.-100%. Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости стального газопровода выполняются с помощью отводов по ГОСТ17375-2001г.

Наружный газопровод прокладывается по опорам, высота опор Н=1,5м. Опоры – подвижные предусмотрены из труб стальных электросварных. Весь надземный газопровод защищается от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из двух слоев грунтов-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ки, и двух слоев краски или эмали желтого цвета, предназначенной для наружных работ (газопровод - желтым, стойки - черным).

Для понижения давления с 7 кгс/см^2 до 6 кгс/см^2 и поддержании его на заданном уровне, проектом предусмотрен шкафной газорегуляторный пункт ГРПШ-15-2Н(В)У1 с основной и резервной линией редуцирования, с газовым обогревом.

Монтаж, испытание и приемка газопровода в эксплуатацию производится в соответствии с требованиями МСН 4.03-01-2003г,МСП 4.03-103-2005,«Требования к безопасности систем газоснабжения», «Требования промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов», «ПТЭ установок, потребителей и ПТБ».

Газопровод высокого давления II категории

Газопровод высокого давления II категории предусмотрен подземным способом из полиэтиленовых труб ПНД Т ГАЗ ПЭ 100 SDR11 диаметром 225 мм с толщиной стенки 20,5 мм по ТУ 6-19-352-87. Контроль качества сварных стыков согласно МСН 4.03-01-2003 табл.15 п.3 составляет для высокого давления полиэтиленового газопровода со средней степенью автоматизации – 50%. Переходы полиэтилен – сталь выполняются с помощью переходников ПЭ-ВП/сталь по ТУ 6-19-359-87. Стальные участки неразъёмного соединения и стальные футляры (на выходе из земли) покрываются изоляцией «весьма усиленного» типа.

Укладка газопровода предусмотрена на песчаное основание толщиной не менее 10 см и присыпается слоем песка на высоту не менее 20 см. Через каждые 500,0 м и на углах поворота газопровода устанавливаются опознавательные столбики с правой стороны газопровода (по ходу газа) на расстоянии 1,0 м от газопровода. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода предусмотрена прокладка вдоль присыпанного газопровода (на расстоянии 0,2-0,3 м) изолированного алюминиевого провода сечением 2,5 мм^2 по ГОСТ 6323-79 с выводом его концов под ковер или футляр на выходе из земли и через каждые 2,0 км для возможности подключения аппаратуры. Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ!» укладывается на расстоянии 0,2м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

Согласно МСП 4.03-103-2005 п.6.94 работы по укладке полиэтиленового газопровода производятся при температуре наружного воздуха не ниже минус 15^0 С и не выше плюс 30^{0}С. В самой низшей точке по профилю газопровода устанавливаются конденсатосборники для сбора и отбора конденсата.

Для понижения с высокого (5,54кгс\см^2) до среднего и низкого давления и поддержания его на заданном уровне проектом предусмотрена установка блочного газорегуляторного пункта - ПГБ-15Н-13В-2У1-2-ЭК с двумя линиями редуцирования (байпас на каждой линии редуцирования): с регуляторами РДБК-1П-50/25 для понижения давления с высо-кого давления II категории до низкого давления и регуляторами РДБК1-100/50 для понижения давления с высокого давления II категории до среднего давления, с узлом учета расхода газа зимний период – TZ/FLUXI-650 с диапазоном 1:30, летний вариант - RVG-250 с диапазоном 1:100, с корректором 400÷2000 кПа, с газовым обогревом (АОГВ).

На выходе из земли перед ПГБ предусмотрена задвижка Ру-16 ду-200 на расстоянии не ближе 5,0м. На выходе из ПГБ устанавливаются задвижки: выход газопровода низкого давления – задвижка ду-300, выход газопровода среднего давления – задвижка ду-150 на расстоянии не ближе 5,0 м.

Весь надземный газопровод после монтажа и испытания защищается от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки и двух слоев краски или эмали, предназначенной для наружных работ (газопровод-желтым, стойки-черным).

Переход через автодорогу от ПК10 до ПК11

Проектом предусмотрен переход газопровода высокого давления II категории через автодорогу п.Мартук - с.Казанка, методом прокола. Перед переходом устанавливается отключающее устройство - задвижка ду-200 в надземном исполнении в ограждении 3м х 3м. Газопровод на переходе запроектирован из полиэтиленовых труб ПНД диаметром 225х20,5мм Т ГАЗ ПЭ100 SDR-11 (зап.проч.2,8) по ТУ 6-19-352-87.

Переход через автодорогу от ПК 15+50 до ПК 17

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Проектом предусмотрен переход газопровода высокого давления II категории через автодорогу п.Мартук - с.Полтавка, методом прокола. Перед переходом, согласно МСН 4.03-01-2003 п.5.1.7 отключающее устройство не устанавливается.

Газопровод на переходе запроектирован из полиэтиленовых труб ПНД диаметром 225х20,5 Т ГАЗ ПЭ 100 SDR-11(зап.прочн.2,8) по ТУ 6-19-352-87.

Переход через балку и автодорогу от ПК 186 до ПК 189

Проектом предусмотрен переход газопровода высокого давления II категории через автодорогу с.Мартук - с.Вознесеновка, методом прокола. Отключающее устройство - задвижка ду-200 устанавливается перед переходом через балку "Карагашка" в надземном исполнении в ограждении 3м х 3м.

Газопровод на переходе запроектирован из полиэтиленовых труб ПНД диаметром 225х20,5 Т ГАЗ ПЭ 100 SDR-11(зап.прочн.2,8) по ТУ 6-19-352-87.

Переход через балку "Карагашка" предусмотрен из полиэтиленовых труб диаметром 200мм . Глубина заложения газопровода принята с учетом возможного размыва дна реки. На всем протяжении перехода предусмотрены длинномерные трубы. При формировании плети из труб мерной длины их соединение производится сваркой встык с обязательной проверкой стыков методом ультразвукового контроля. Для предотвращения всплытия проектом предусмотрена балластировка газопровода чугунными пригрузами. Расстояние между балластировочными пригрузами равно 5,0м. Для предохранения поверхности трубы полиэтиленового газопровода от повреждения под пригрузами, поверх газопровода предусматривается защитная футеровка из деревянных реек . С обеих сторон перехода проектом предусмотрена установка берегового указательного знака. При разработке подводной траншеи предусмотрено крепление откосов деревянными щитами.

Работы по устройству переходов должны производиться в строгом соответствии с МСН 4.03-01-2003, "Требований промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов" и "Требования к безопасности систем газоснабжения".

Переход через автодорогу от ПК 236 до ПК 239

Переход газопровода высокого давления II категории через проектируемую автодорогу с.Мартук - с.Жайсан выполнен на основании технических условий, выданных ГУ "Актюбинским областным департаментом Комитета автомобильных дорог" .

Проектом предусмотрен переход газопровода высокого давления II категории через проектируемую автодорогу с.Мартук - с.Жайсан, методом прокола. Перед переходом устанавливается отключающее устройство - задвижка ду-200мм в надземном исполнении в ограждении 3м х 3м. Газопровод на переходе запроектирован из полиэтиленовых труб ПНД диаметром 225х20,5мм Т ГАЗ ПЭ100 SDR-11(зап.прочн.2,8) по ТУ 6-19-352-87.

Переход через автодорогу от ПК 246+80 до ПК 247+80

Проектом предусмотрен переход газопровода высокого давления II категории через автодорогу с.Мартук - с.Жайсан, методом прокола. Перед переходом устанавливается отключающее устройство - задвижка ду-200мм в надземном исполнении в ограждении 3м х 3м. Газопровод на переходе запроектирован из полиэтиленовых труб ПНД диаметром 225х20,5мм Т ГАЗ ПЭ100 SDR-11 (зап.прочн.2,8) по ТУ 6-19-352-87.

Для всех переходов через автодороги, согласно норм МСН 4.03-01-2003, глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ методом прокола, предусмотрена не менее 2,5 м от подошвы насыпи до верха футляра. Прокладка газопровода высокого давления II категории в месте пересечения с автодорогой выполняется под углом 90° в полиэтиленовом футляре диаметром 450 мм. На конце футляра, по ходу газа, устанавливается контрольная трубка, выходящую под защитное устройство. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 концы футляра выводятся на расстояние не менее 2,0 м за пределы подошвы насыпи. Концы футляра герметизируются эластичным герметиком и закрываются резиновыми манжетами с закрепленными хомутами. Переход полиэтилен - сталь выполняется с помощью переходников ПЭ-ВП/сталь по ТУ 6-19-359-87, повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости - при помощи отводов по ТУ 6-19-352-87.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

При пересечении газопровода с подземными инженерными сетями, проектируемый газопровод заключается в футляр ПНД диаметром 315х28,6мм длиной 4,0м. Для сбора и отбора конденсата в низшей точке предусмотрен конденсатосборник. Контроль качества сварных стыков в месте прокола - 100%. Работы по устройству перехода должны производиться в строгом соответствии с МСН 4.03-01-2003, "Требований промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов" и "Требования к безопасности систем газоснабжения".

Шкафной газорегуляторный пункт - ГРПШ-15-2Н(В)-У1 предназначен для снижения давления газа с высокого давления I категории до высокого давления II категории и поддержания его на заданном уровне. ГРПШ-15-2Н(В)-У1 - с основной и резервной линиями редуцирования, с газовым обогревом. Срабатывание предохранительно-сбросного клапана должно обеспечивать сброс газа при превышении максимального рабочего давления после регулятора не более чем на 15 %. Техническая характеристика: давление газа на входе - 0,7МПа, давление газа на выходе - 0,6 МПа, Пределы срабатывания предохранительного клапана - 0,69 МПа.

Блочный газорегуляторный пункт - ПГБ-100-2-У1-СГ предназначен для снижения давления газа с высокого давления II категории до среднего и низкого давления и поддержания его на заданном уровне. ПГБ-100-2У1-СГ с двумя линиями редуцирования (байпас на каждой линии редуцирования), с регуляторами РДБК-1П-50/25 для понижения давления с высокого давления II категории до низкого давления и регуляторами РДБК1-100/50 для понижения давления с высокого давления II-категории до среднего давления, с узлом учета расхода газа зимний период – TZ/FLUXI-650 с диапазоном 1:30, летний вариант - RVG-250 с диапазоном 1:100, с корректором 400÷2000 кПа, с газовым обогревом (АОГВ). Срабатывание предохранительно-сбросных клапанов обеспечивает сброс газа при превышении максимального рабочего давления после регулятора не более чем на 15 %. Техническая характеристика: давление газа на входе - 0,545МПа, давление газа на выходе - 0,3 МПа - 0,0025 МПа, пределы срабатывания предохранительного клапана - 0,345 МПа - 0,0028 МПа.

Основные технические показатели:

Таблица №1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Газопровод высокого давления 0,005 – 0,3 МПа
1	Количество жилых домов	шт.	797
2	Количество соц. и производственных объектов	шт.	25
3	Тип и количество ГРП	шт.	1 – ПГБ-15Н-13В-2У1-2-ЭК
4	Тип и количество ГРПШ	шт.	1 – ГРПШ-15-2Н(В)-У1
5	Расход газа годовой	$м^3$/год	18 408 398
6	Расход газа	$м^3$/ч.	5 000
7	Общая протяженность газопровода, в т.ч.: I-категории Д219х6,0мм II-категории ПЭ100 Д225х20,5мм	м.	25 407,6 54,0 25 353,6
8	В том числе переходы через автодороги через балку	шт/м.	5 / 924 1 / 50
9	Футляры из полиэтиленовых труб: Д450х40,9мм Д315х28,6мм	м.	 154 64
10	Задвижки Д300 / Д200 / Д150мм	шт.	1 / 7 / 1
11	Ковер	шт.	2
12	Контрольный пункт	шт.	12
13	Контрольная трубка на газопроводе без ковера	шт.	18
14	Сигнальная лента желтого цвета	км.	25 275
15	Сигнальный провод алюминиевый АПВ2,5мм^2	км.	25 780
16	Опознавательные столбики	шт.	82
17	Конденсатосборник Д200мм	шт.	6
18	Береговой указательный знак	шт.	2

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Очистка полости и испытание газопровода

После окончания работ по монтажу газопровода проектом предусматривается испытание газопровода на герметичность воздухом в соответствии с требованиями МСН 4.03-01-2003, МСП 4.03-103-2005. Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопровода очищается в соответствии с проектом производства работ. Очистка полости внутренних газопроводов производится перед их монтажом продувкой воздуха.

Очистка полости, а также проверка на герметичность осуществляются по специиальной инструкции под руководством комиссии, состоящей из представителей подрядчика, заказчика, технадзора и представителей комитета по Чрезвычайным Ситуациям.

Инструкция составляется заказчиком и строительно-монтажной организацией применительно к конкретному трубопроводу с учётом местных условий производства работ, согласовывается с комитетом по «ЧС», проектной организацией и утверждается председателем комиссии (СНиП III-42-80*п.11.4). Инструкция по очистке полости, испытанию трубопроводов на герметичность предусматривает:

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

Испытания подземных газопроводов следует производить после их монтажа в траншее и присыпке выше верхней образующей трубы не менее чем на 0,2 м или после полной засыпки траншеи.

До начала испытаний на герметичность газопровод следует выдерживать под испытательным давлением в течении времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта (МСН 4.03-01-2003 п.10.5.5).

Значение испытательного давления и время выдержки под давлением стальных и полиэтиленовых подземных газопроводов принимают:

- для подземного стального газопровода высокого давления I категории – 1,5 МПа в течении 24 часов (табл.16 МСН 4.03-01-2003);
- для полиэтиленовых газопроводов высокого давления II категории – 0,75 МПа в течении 24 часов (табл.17 МСН 4.03-01-2003).

Электрохимзащита не предусматривается, так как согласно техусловий подземный газопровод выполнен из полиэтиленовых труб.

6.2.3. Конструктивные решения

Фундамент для установки ПГБ-100-2-У1-СГ – железобетонная плита марки 1ПП30.18, основанием служит щебень фракции 5/20 мм.

6.2.4. Инженерное обеспечение, сети и системы

6.2.4.1. Отопление ПГБ – в комплекте, отопительным прибором АОГВ.

6.2.4.2. Электроснабжение ПГБ

Электроснабжение проектируемого ПГБ производится на основании технических условий № 002 от 07.02.2012 г., выданных Мартукским участком Электрических сетей ТОО «Энергосистема».

Питание осуществляется отпайкой от существующей опоры №8 ведомственной ТПЯй-501 63КВА, «Водоподъём», запитанные по ВЛ-10 кВ, отходящей с яч. № 5 «Юг» ПС-110/10 кВ «Яйсан». Для подключения электроосвещения проектируемого ПГБ производится монтаж железобетонных опор по типовому проекту 3.407.1-136 выпуск 1, подвеска провода марки АС-25. Крепление проводов ВЛ-0,4 кВ на опоре принимается на штыревых изоляторах ТФ-20. Ввод в здание проектируемого ПГБ выполняется кабелем марки ВВГ 2х6 мм^2 воздушной перекидкой.

Наружное заземляющее устройство монтируется из стальных уголков 50х5 мм длиной 2,5 м. Уголки соединяются между собой стальной полосой 40х4 мм сваркой. Для защиты от электрической индукции и статического электричества, наружный контур

МЕМОРАНТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

заземления соединяется с внутренним контуром заземления ПГБ (в комплекте с ПГБ) стальной полосой 40 х 4мм.

Молниезащита ПГБ и ГРПШ

Согласно СН РК 2.04-29-2005 проектируемый **ПГБ** по устройству молниезащиты относится ко II категории. Для защиты от прямых ударов и вторичных проявлений молнии предусмотрен молниеотвод из железобетонной опоры СВ 105, присоединенный к заземляющему устройству, выполненному из угловой стали 50х5мм длиной 3,0 м, расположенной в земле на отм.-0,8 м. и соединенный между собой полосовой сталью 40х4мм. Все металлические части для предохранения от коррозии окрашиваются черной эмалью.

Согласно СН РК 2.04-29-2005 проектируемый **ГРПШ** по устройству молнезащиты относится ко II категории. Для защиты от прямых ударов и вторичных проявлений молнии предусмотрен молниеотвод из стальных труб, присоединенный к заземляющему устройству, выполненному из стальных электродов d16мм L=5000 мм в количестве 2 шт., расположенных в земле на отм.-0,5 м. и соединенных между собой полосовой сталью 40х4мм. L=5000мм. Все металлические части для предохранения от коррозии окрашиваются черной эмалью.

6.3. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению ЧС и по взрыво- и пожаробезопасности

Предусматриваются строгое соблюдение противопожарных средств, ввиду высоких температур, связанных со сваркой, не следует применять взрывчатые и возгорающие вещества, иметь под рукой огнетушитель на случай пожара. К производству работ допускаются люди, прошедшие обучение, инструктаж и проверку знаний по технике безопасности. Особое внимание уделяется на надзор за выполнением скрытых работ, как планировка траншей, изоляция трубопроводов и т.д.

Обеспечение здоровых и безопасных условий труда персонала, предупреждение аварийных ситуации 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.

6.4. Охрана окружающей среды

Основная цель – оценка влияния строительства на окружающую среду, то есть обоснование предельно-допустимых норм воздействия на окружающую среду, гарантирующие экологическую безопасность населения и рациональное использование природных ресурсов. Анализ результата расчетов показывает, что во время строительства, при регламентном режиме работы предприятия и одновременно работающих источников выбросов экологические характеристики атмосферного воздуха в районе расположения участка строительства по всем загрязняющим ингредиентам находятся в пределах нормативных величин.

При выполнении СМР по прокладке газопровода предусмотрены соблюдать требования защиты окружающей среды, сохранение устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, осуществление ряда мероприятий по охране окружающей среды:

- обязательное сохранение границ территории, отводимых для строительства;
- применение герметичных емкостей для перевозки растворов и бетонов;
- устранение открытого хранения, погрузки и перевозки сыпучих материалов;
- завершение строительства уборкой и благоустройством территории с восстановлением растительного покрова;
- оснащение рабочих мест и стройплощадки инвентарем;
- сохранение зеленых насаждений.

Способ прокладки газопровода и наличие существующих подъездных автодорог исключает загрязнение и порчу земель. А технологический процесс исключает попадание газа в окружающую среду за счет применения герметичной запорной арматуры и трубопровода.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

6.5. Организация строительства

Раздел «Проект организации строительства» разработан в соответствии с требованиями СНиП 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений».

Продолжительность строительства объекта в соответствии СНиП 1.04.03-2008 принята 4,1 месяцев, в том числе подготовительный период 0,6 месяца.

Общая нормативная трудоемкость строительства – 3001,25чел/дн. Рекомендуемая численность работников, занятых на строительстве и подсобных производствах предусмотрена из объемов работ и по затратам труда на выполнение строительно-монтажных работ, составила 14 человека.

6.6. Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии со СН РК 1.02-03-2011, 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 8.02-05-2002г. на строительные материалы, изделия и конструкции СН РК 8.02-04-2002, СН РК 8.02.-04С-2004 г. изменения и дополнения, выпуски 1-12.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 4.3.2) по выпуску сметной документации в ценах 2001года.

Накладные расходы определены в соответствии с Приложением №1 к СН РК 8.02-02-2002г.

Ненормируемые и непредвиденные затраты приняты в размере 6% от суммы прямых затрат и накладных расходов по СН РК 8.02-02-2002г.

Дополнительные затраты определены:

- на временные здания и сооружения по СН РК 8.02-09-2002;
- затраты при производстве работ в зимнее время по НДЗ-2001 (СН РК 8.02-07-2002);
- на дополнительные отпуска и выслуга лет по СН РК 8.02-02-2002.

Переход сметной стоимости строительства от базового уровня цен 2001 года на текущий уровень выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2013 год.

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

Налог на добавленную стоимость, установленный законодательством Республики Казахстан, принят в размере 12% от сметной стоимости строительства в текущем уровне цен с учетом налогов, сборов и обязательных платежей.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Оценка проектных решений:

Рабочий проект разработан в необходимом объеме в соответствии с 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 проектно-сметную документацию в процессе проведения экспертизы

В процессе рассмотрения проектно-сметной документации по замечаниям и предложениям проектировщиком и заказчиком были внесены следующие изменения и дополнения:

1. Откорректировано количество задвижек, согласно спецификации.
2. Стоимость оборудования, изделий и материалов, отсутствующих в действующей нормативной базе и принятые по прайс-листам (ПЭ-отводы, ПГБ, ГРПШ, задвижки), обоснована и согласована заказчиком ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Актюбинской области» в соответствии СНиП РК 1.02-01-2007*(протокол согласования стоимости оборудования и материалов 15-позиции, утвержденный заказчиком).

3. Представлен откорректированный расчет ПИР.

4. Откорректирована стоимость экспертизы согласно договора.

Технико-экономические показатели

Таблица №2

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Примечан. (+увелич., -уменьш.)
			Заявленные до экспертизы	Рекомендуемые к утверж	
1	Общая протяженность сетей	м.	25 407,6	25 407,6	-
2	ПГБ-15Н-13В-2У1-2-ЭК	шт.	1	1	-
3	ГРПШ-15-2Н(В)-У1	шт.	1	1	-
4	Общая стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., в том числе: СМР оборудование прочие затраты	млн. тенге	166,463 158,832 4,856 2,774	165,547 157,832 4,953 2,761	- 0,916 - 1,00 + 0,097 - 0,013
5	Общая стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2012-2013 годов в том числе: СМР оборудование прочие затраты	млн. тенге	453,235 354,759 10,847 87,628	450,860 352,525 11,064 87,270	- 2,375 - 2,234 + 0,217 - 0,358
6	Продолжительность строительства	мес.	4,1	4,1	-

В результате экспертизы проектно-сметной документации с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в текущих ценах принята в сумме – 450,860 млн.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 453,235 млн.тенге, общее снижение сметной стоимости по объекту составило в сумме – 2,375 млн. тенге.

7.3. Рекомендации при последующем строительстве объекта :

1. Заказчику во исполнение пункта 5 Протокольного решения заседания Правительства Республики Казахстан от 2 февраля 2010 года №17-56/005-1689, 05-12 при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

2. В процессе производства строительно-монтажных работ при строительстве 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. ВЫВОД

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

- расход газа - 5 000 м^3/час.;
- ПГБ-15Н-13В-2У1-2-ЭК - 1 шт.;
- ГРПШ-15-2Н(В)-У1 - 1 шт.;
- общая протяженность подводящего газопровода - 25 407,6 м.;

МЕМОАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- общая сметная стоимость строительства
  в базовых ценах 2001 года - 165,547 млн.тенге;
  в том числе: СМР - 157,832 млн.тенге;
- общая сметная стоимость строительства
  в текущих и прогнозных ценах 2012-2013 годов - 450,860 млн.тенге;
  в том числе: СМР - 352,525 млн.тенге;
- продолжительность строительства - 4,1 месяца.

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

3. До начала производства работ рабочий проект подлежит утверждению в установленном порядке не позднее 3 месяцев.

8. ТҰЖЫРЫМ

1. «Ақтөбе облысы Мәртөк ауданы Жайсан ауылына жеткізуші газ құбырының құрылысы» жұмыс жобасы, енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, Қазақстан Республикасының аумағында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және бекітуге келесідей негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен ұсынылады:

- газдың шығыны - 5 000 м^3/час.;
- ПГБ-15Н-13В-2У1-2-ЭК - 1 дана;
- ГРПШ-15-2Н(В)-У1 - 1 дана;
- газ құбырының жалпы ұзындығы - 25 407,6 м.;

- 2001 жылғы базалық бағадағы
  құрылыстың жалпы сметалық құны - 165,547 млн.тенге;
  оның ішінде: ҚМЖ - 157,832 млн.теңге;
- 2012-2013 жылдарғы ағымдағы және
  болжамдағы бағадағы құрылыстың
  жалпы сметалық құны - 450,860 млн.теңге;
  оның ішінде: ҚМЖ - 352,525 млн.теңге;
- құрылыстың ұзақтығы - 4,1 ай.

2. Жұмыс жобасы бекітілуге ұсынылғанда және өндіріс жұмысына берілген кезде, оның мемсараптаманың нағыз тұжырымымен сәйкестілігі тексерілуге жатады.

3. Жұмыс жобасы өндіріс жұмысы басталғанға дейін қойылған тәртіп бойынша 3 ай мерзімі аралығында бекітілуге жатады.

Директордың орынбасары Қ. Қандығұлов

ӨБ бастығы Т. Табылдин

Жетекші сарапшы С. Кузбибаева

Бас маман А. Турмаганбетова

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА