ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
ҚӘСІПОРЫНЫНЫҢ
«АҚТӨБЕМЕМСАРАПТАМА»
ЕНШІЛЕС МЕМЛЕКЕТТІК ҚӘСІПОРЫНЫ

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

АГЕНТСТВО РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
ДОЧЕРНЕЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
«АКТЮБГОСЭКСПЕРТИЗА»

«БЕКІТЕМІН»:
«Ақтөбемемсараптама» ЕМК
директоры

_____ Б.Досмұратов

«Ақтөбе қаласы Өлке селосындағы жеткізу және ішкіквартал дық газ тарату желілерінің құрылысы»
жұмыс жобасы бойынша

2011 жылғы 19 қыркүйектегі №04-0669/11

ҚОРЫТЫНДЫ

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

ЖОБАЛАУШЫ:
«Гипрогаз-Кампани» ЖШС,
Ақтөбе қаласы

Ақтөбе қаласы

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРЫНЫНЫҢ
«АҚТӨБЕМЕМСАРАПТАМА»
ЕНШІЛЕС МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРЫНЫ

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

АГЕНТСТВО РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
ДОЧЕРНЕЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
«АКТЮБГОСЭКСПЕРТИЗА»

«УТВЕРЖДАЮ»:
Директор
ДГП «Актюбгосэкспертиза»

М.П. _____ Б.Досмұратов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№04-0669/11 от 19 сентября 2011 года

по рабочему проекту

«Строительство подводящего и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Ульке города Актобе»

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

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Гипрогаз-Кампани», город Актобе

г. Актобе

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Строительство подводящего и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Ульке города Актобе»

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №640 от 15.08.2011г. на экспертизу рабочего проекта «Строительство подводящего и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Ульке города Актобе»

2. ЗАКАЗЧИК: ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Актюбинской области», г. Актобе

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Гипрогаз-Кампани», государственная лицензия ГСЛ №013551 от 29.12.2003г., выданное Комитетом по делам строительства Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан, подтверждение от 23 ноября 2009 года.
Приказ о назначении ГИП №15 от 22 августа 2011 года.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

- задание на проектирование, выданное ГУ «Управления энергетики и коммунального хозяйства Актюбинской области», утвержденное заместителем акима Актюбинской области;
- постановление №217 «О внесении изменений и дополнений в постановление акимата области от 22 декабря 2010 года №405» от 22.07.2011 года;
- технические условия №АПФ-223 от 25.06.2011г, выданные АО«КазТрансГаз Аймак»;
- технические условия на пересечение нефтепровода «Кенкияк-Орск» с газопроводом от 24.06.2011 года;
- технические условия на присоединение к электрическим сетям №244 от 30.05.2011 г., выданное ТОО «Энергосистема».

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организации:

- санитарно-эпидемиологическое заключение по рабочему проекту №1182 от 27.07.2011 г., выданное главным врачом ГСЭН Актюбинской области;
- заключение государственной экологической экспертизы №01-04-20-475 от 23.08.2011г., выданное Тобыл-Торгайским департаментом экологии;
- экспертное заключение №153-БЭА от 13 июня 2011 г. о соответствии рабочего проекта требованиям промышленной безопасности Республики Казахстан, выданное ТОО «БатысЭнергоАудит» аттестат №0000781 от 2 июня 2009г.;
- согласование отделом архитектуры и градостроительства г.Актобе от 20.06.2011г;
- согласование с Департаментом ЧС по Актюбинской области от 16.07. 2011г;
- согласование с Департаментом КАД МТК РК №19-07-04/598 от 27.05.2011 года на прокладку газопровода в 100 м. от бровки земляного полотна;
- согласование с КазТрансОйл №47.31.03-9/1149 от 27.06.2011 года на пересечение с нефтепроводом;
- рабочий проект согласован с АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» №220 от 04.06.2011 года;
- протокол – согласование стоимости материалов и оборудования, принятых по прайс-листам.

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу:

- технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ТОО «Инжегео компании Казахстан» от 2011 г. и пояснительная записка к нему;
- раздел охраны окружающей среды;
- пояснительная записка, Том I;
- генплан – 1 лист;

- узел учета газа – 1 лист;
- рабочие чертежи – внеплощадочные сети высокого давления – 16 листов;
- рабочие чертежи – внутриплощадочные сети среднего давления – 10 листов;
- блочный ГРП, габаритный чертеж – привязка;
- рабочие чертежи – наружные сети электроснабжения – 3 листа;
- рабочие чертежи ограждения;
- спецификация оборудования, Том III;
- проект организации строительства, Том IV;
- паспорт проекта, Том V;
- сметная документация.

5.4. Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Во исполнение постановления Правительства РК от 13.12.2010 г. №1350 о реализации закона РК «О республиканском бюджете на 2011-2013 годы», Постановления областного акимата №405 от 22.12.2010 года, обеспечение бесперебойным газоснабжением жилых домов и объектов села Ульке – строительством внутриквартальных газораспределительных сетей.

6. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства

В административном отношении, объект находится в 27 км от города Актобе в 1,5 км левее автотрассы «Актобе-Хромтау». Газопровод высокого давления II категории проложен вдоль автотрассы «Актобе-Хромтау» подземно из полиэтиленовых труб, низкого давления проложен по улицам подземно из полиэтиленовых труб и надземно из стальных труб на опорах.

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/м2,
- глубина промерзания грунтов - 1,66-2,02 м.
- сейсмичность участка - до 5 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

В геоморфологическом отношении участок работ расположен в пределах Орь-Илекской возвышенности. Рельеф участка работ слегка всхолмленный.

В геологическом строении принимают участие верхнечетвертичные элювиально-делювиальные отложения, представленные суглинками и песками средней крупности.

Грунтовые воды вскрыты на глубине 1,0 -4,4 м.

Качественный прогноз потенциальной подтопляемости - не затопляется.

Коррозионная активность грунтов к углеродистой стали до глубины 1,5 м «высокая». Удельное электрическое сопротивление грунтов составляет 3,0-9,0 Ом·м.

Коррозионная активность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля «высокая» (содержание pH 6,0-6,6);

Коррозионная активность грунтов к алюминиевой оболочке кабеля «высокая», содержание хлор-ионов 0,017-0,214 %, pH 6,0-6,6.

Агрессивность грунтов к бетону:

а) по содержанию сульфатов (130-19780 мг/кг) грунты сильноагрессивные к бетонам на портландцементе по ГОСТ 10178-76;

б) по содержанию хлоридов (202-7085 мг/кг) грунты среднеагрессивные ко всем маркам бетона по ГОСТ 10178-76 и ГОСТ 22266-76.

Засоленность грунтов: грунты до глубины 1,5 м по содержанию легко и среднерастворимых солей незасоленные (0,111-3,596%).

6.2. Проектные решения

6.2.1. Генеральный план

Планировочные решения генплана приняты в соответствии с технологической схемой, с учетом рельефа местности и подхода инженерных сетей. Предусмотрена подъездная а/дорога с твердым покрытием до площадки ПГБ от существующей дороги. Покрытие – щебеночное, основание – уплотненный грунт. На всей площадке ПГБ – покрытие асфальтобетонное. Отвод дождевых и талых вод по рельефу. Предусмотрено ограждение ПГБ высотой 1,6м из металлической сетки по ж/б столбам – 54 м. Площадь участка – 162,0 м^2., в том числе площадь застройки – 18,2 м^2. Точка подключения – подземный полиэтиленовый газопровод высокого давления II категории Д110 на селе Белогорка, район села Красносельское. В точке врезке установлено отключающее устройство – задвижка Д110 в надземном исполнении в ограждении 3×3м. Проектируемый газопровод пересекает реку Жаман Каргала от ПК 4+68,5 до ПК 5+86,5.

Основные технические показатели:

- Общая протяженность газопровода		- 11,483 км,
в т.ч: газопровод высокого давления		- 7, 911 км,
газопровод низкого давления		- 3, 572 км,
- Установка задвижек	Д 150 мм	- 2 шт,
	Д 100 мм	- 6 шт,
	Д 50 мм	- 1 шт,
Кранов	Д 50 мм	- 4 шт,
	Д 32 мм	- 31 шт.
	Д 20 мм	- 2

6.2.2. Технологические решения

Внеплощадочные сети.

Газопровод высокого давления

Подводящий газопровод высокого давления II категории подземным способом из полиэтиленовых труб Д110х10,0мм и Д63х5,8мм по ТУ 6-19-352-87. Соединение полиэтиленового газопровода высокого давления со стальным газопроводом выполнить неразъёмным с помощью переходников «полиэтилен-сталь». Проектируемый газопровод пересекает реку Жаман Карагала. Средняя глубина заложения подземного газопровода равна 1,3м. Отвал грунта производится с левой стороны от траншеи по ходу газа. Контроль качества сварных стыков полиэтиленового газопровода высокого давления II категории со средней степенью автоматизации согласно МСН 4.03-01-2003г., табл.15 п.1 составляет 50%, но не менее одного стыка. Укладка газопровода производится 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 1,0м от газопровода. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода предусмотрены прокладка вдоль присыпанного газопровода (на расстоянии 0,2-0,3 м) изолированного алюминиевого провода сечением 4 мм² по ГОСТ 6323-79 с выводом его концов под ковер или футляр на выходе из земли и через каждые 2км для возможности подключения аппаратуры и 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. На участках пересечений газопроводов с подземными инженерными коммуникациями лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстояние не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения в соответствии с проектом. На пересечении с кабелем и нефтепроводом газопровод проложить в асбестоцементном футляре Д200мм L=4,0 м.

Повороты предусмотрены при помощи отводов по ТУ 6-19-359-87.

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 предусмотрены конденсатосборники для сбора и отбора конденсата. Для понижения высокого давления (4кгс\см^2) до низкого и поддержания его на заданном уровне проектом предусмотрена установка шкафного газорегуляторного пункта ГРПШ-10мс (с одной линией редуцирования) и блочного газорегуляторного пункта - ПГБ-13Н-2-0,6-ОГ-У1-СГ с двумя линиями редуцирования, с регуляторами РДГ-50-НМ (Ø седла 30мм), с узлом учета расхода газа Delta G-40 с диапазоном 1:160, с корректором 200÷1000 кПа, с газовым обогревом (Proterm). На выходе из земли перед ПГБ устанавливается задвижка Д100мм.

Дюкерный переход через реку Жаман Карагала.

Переход через реку Жаман Карагала предусмотрен из полиэтиленовых труб ПНД Т ГАЗ Ø110х10,0 SDR11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности согласно «Правил промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов» п. 36 не ниже 2,8. Глубина заложения газопровода принята с учетом возможного размыва дна реки. На всем протяжении перехода применяются длинномерные трубы. При формировании плети из труб мерной длины их соединение должно производиться сваркой встык с обязательной проверкой стыков методом ультразвукового контроля. Для предотвращения всплытия проектом предусмотрена прокладка газопровода в футляре диаметром Ø 400х36,4 и его балластировка чугунными пригрузами. Расстояние между балластировочными пригрузами равно 5,0 м на расстоянии не менее 1,0 м от сварных стыков полиэтиленового газопровода. Для предохранения поверхности трубы полиэтиленового газопровода от повреждения, поверх газопровода предусматривается защитная футеровка из деревянных реек. Контроль качества сварных стыков полиэтиленовых трубопроводов проверяют ультразвуковым методом по ГОСТ 14782 и составляет согласно МСН табл. 14,15 – 100%.

Строить переход рекомендуется летом при наинизшем горизонте воды. На берегах реки проектом предусмотрена установка берегового указательного знака. При разработке подводной траншеи предусмотрено крепление откосов деревянными щитами. В низших точках по профилю газопровода устанавливаются конденсатосборники. От воздействия электрохимической коррозии конденсатосборник защищается покрытием «весьма усиленного типа» полиэтиленовыми липкими материалами .

Блочный газорегуляторный пункт - ПГБ - предназначен для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне. Краткая техническая характеристика:

Давление газа на входе 4,0 кгс/см ^{2};

Давление газа на выходе 0,03 кгс/см ^{2};

Пределы срабатывания предохранительного клапана ПСК 50Н/5 – 0,0375 кгс/см ^{2}.

Основным элементом газового оборудования ПГБ является блок редуцирования, состоящий из последовательно соединенных между собой при помощи катушек (основная и резервная линии редуцирования):

- входной задвижки, регулятора давления РДГ-50ВМ (Ø 30 мм), выходной задвижки и предохранительного клапана ПСК-50С/300;
- регулятора давления РДГ-50НМ (Ø 30 мм), выходной задвижки и предохранительного клапана. ПСК-50Н/5.
- узлом учета расхода газа Delta-400 с диапазоном 1:160 с корректором 200÷1000 кПа.

Газопроводы ПГБ изготавливаются из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91,изготовленных из спокойной стали марок В10 ГОСТ 1050-88. Для сварки газопроводов применяются электроды типа Э-42,Э-42А, ГОСТ 9466-75.

Узел учета газа. Согласно исходных данных и технических характеристик проектом предусмотрена установка в ПГБ ротационного газового счетчика Delta G-40 с максимальным просчитываемым расходом при давлении 3,99 кгс/см ^{2} – 259,35 м^3/ч, с диапазоном измерения Q_{max}/Q_{min} =1:160 с корректором SEVC-D (Corus) 200÷1000 кПа.

Внутриплощадочные сети.

Газопровод низкого давления

Газопровод низкого давления запроектирован подземным способом из полиэтиленовых труб SDR 17 Д160х9,5мм; Д140х8,3мм; Д125х7,4мм; Д110х6,6мм; Д63х3,8мм; Д40х2,4мм и из полиэтиленовых труб SDR 11 Д125х11,4мм; Д110х10,0мм по ТУ 6-19-352-87 и надземным (по опорам) способом из труб стальных электросварных Д159х5,0мм;

Д57х3,0мм; Д32х3,0мм по ГОСТ 10704-91 из стали В-Вст2сп2 ГОСТ1050-88.

Проектируемый газопровод пересекает реку Ульке и протоку.

Глубина заложения подземного газопровода -1,3м.

Контроль качества сварных стыков надземного стального газопровода низкого давления согласно МСН 4.03-01-2003г.по табл. 14 п.4 составляет 5%, но не менее одного стыка.

Контроль качества сварных стыков полиэтиленового газопровода низкого давления со средней степенью автоматизации согласно МСН 4.03-01-2003г. по табл.15 п.1 составляет 6%, но не менее одного стыка.

Укладка газопровода должна осуществляться на песчаное основание толщиной не менее 10 см и присыпаться слоем песка на высоту 20 см.

Для поиска трассы полиэтиленового газопровода необходимо предусмотреть прокладку вдоль присыпанного газопровода (на расстоянии 0,2-0,3 м) изолированного алюминиевого провода сечением 4 мм² по ГОСТ 6323-79 с выводом его концов под ковер 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 Техническому регламенту «Требования к безопасности систем газоснабжения» п. 43.5 на ответвлениях от газопроводов к кварталам и группам жилых домов устанавливается задвижка в надземном исполнении в ограждении 3м х 3м и 6м х 6м.

Повороты выполнить при помощи отводов по ТУ 6-19-359-87. Согласно МСП 4.03-103-2005 п. 6.94 работы по укладке полиэтиленового газопровода производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 15^0 С и не выше плюс 30^0С.

На выходе из ПГБ на расстоянии не менее 5,0 м установить задвижку в надземном исполнении. Надземный газопровод прокладывается по опорам, высота опор Н=2,2м. Опоры предусмотрены из труб стальных электросварных подвижными и неподвижными. Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости стального газопровода выполнить с помощью отводов по ГОСТ 17375-2001г. Переход газопровода с одного диаметра на другой выполнить с помощью переходов по ГОСТ 17378-2001г. В местах пересечения ВЛ, ЛЭП с надземными газопроводами следует предусматривать ограждения для защиты от падения на газопровод электропроводов. Ограждение должно выступать по обе стороны пересечения за крайние провода линий электропередач при наибольшем их отклонении на расстояние не менее 3,0м согласно ПЭУ п.2.4.63.

Дюкерный переход через реку Ульке

Переход через реку Ульке (см. лист 8) запроектирован из полиэтиленовых труб ПНД С ГАЗ Ø 125х11,4 SDR 11 ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности согласно «Правил промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов» п. 36 не ниже 2,8. Глубина заложения газопровода принята с учетом возможного размыва дна реки.

На всем протяжении перехода применять длинномерные трубы. При формировании плети из труб мерной длины их соединение должно производиться сваркой встык с обязательной проверкой стыков методом ультразвукового контроля. Для предотвращения всплытия проектом предусмотрена прокладка газопровода в футляре диаметром Ø 400х36,4 и его балластировка чугунными пригрузами. Расстояние между балластировочными пригрузами равно 5,0 м на расстоянии не менее 1,0 м от сварных стыков полиэтиленового газопровода. Для предохранения поверхности трубы полиэтиленового газопровода от повреждения, поверх газопровода предусматривается защитная футеровка из деревянных реек. Контроль качества сварных стыков полиэтиленовых трубопроводов проверяют ультразвуковым методом по ГОСТ 14782 и составляет согласно МСН табл. 14,15 – 100%.

Строить переход рекомендуется летом при наинизшем горизонте воды. На берегах реки проектом предусмотрена установка берегового указательного знака. При разработке подводной траншеи предусмотрено крепление откосов деревянными щитами. В низших точках по профилю газопровода устанавливаются конденсатосборники. От воздействия электрохимической коррозии конденсатосборник защищается покрытием «весьма усиленного типа» полиэтиленовыми липкими материалами.

Дюкерный переход через протоку.

Переход через реку протоку (см. лист 9) запроектирован из полиэтиленовых труб ПНД С ГАЗ Ø 125х11,4 SDR 11 ПЭ 100 и ПНД С ГАЗ Ø 110х10,0 SDR 11 ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности согласно «Правил промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов» п. 36 не ниже 2,8. Глубина заложения газопровода принята с учетом возможного размыва дна протоки.

На всем протяжении перехода применять длинномерные трубы. При формировании плети из труб мерной длины их соединение должно производиться сваркой встык с обязательной проверкой стыков методом ультразвукового контроля. Для предотвращения всплытия проектом предусмотрена прокладка газопровода в футляре диаметром Ø 400х36,4 и его балластировка чугунными пригрузами. Расстояние между балластировочными пригрузами равно 5,0 м на расстоянии не менее 1,0 м от сварных стыков полиэтиленового газопровода. Для предохранения поверхности трубы полиэтиленового газопровода от повреждения, поверх газопровода предусматривается защитная футеровка из деревянных реек. Контроль качества сварных стыков полиэтиленовых трубопроводов проверяют ультразвуковым методом по ГОСТ 14782 и составляет согласно МСН табл. 14,15 – 100%.

Строить переход рекомендуется летом при наинизшем горизонте воды. На берегах протоки проектом предусмотрена установка берегового указательного знака. При разработке подводной траншеи предусмотрено крепление откосов деревянными щитами.

В низших точках по профилю газопровода устанавливаются конденсатосборники. От воздействия электрохимической коррозии конденсатосборник защищается покрытием «весьма усиленного типа» полиэтиленовыми липкими материалами.

Переход через реку испытать в три стадии:
-после сварки перехода до протаскивания в футляр;
-после укладки и полной засыпки перехода;
-вместе с основным газопроводом.

Строительство и монтаж газопровода вести согласно МСН 4.03-01-2003г. МСП 4.03-103-2005г., "Правил промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов" и ТР «Требования к безопасности систем газоснабжения».

Гидравлический расчет газопровода

Таблица 1

№	Наименование	Ед.изм	Газопровод высокого давления, SDR11	Газопровод низкого давления SDR17
1	**2**	**3**	**4**	**5**
1	Количество ж/домов	шт.	34	
2	Количество коммунально-бытовых предприят.	Шт	1 (мечеть)	
3	Тип и количество газиф.агрегатов	шт	69 (ПГ-4, УГОП-16, АОГВ-29)	
4	Тип и количество ГРП, ГРПШ	шт	1 (ГРПШ-10МС) 1 (ПГБ-13НВ-2-06-ОГ-У1-СГ).	-
5	Ограждение		3х3м = 2 шт. 9х18м = 1 шт.	6х6м = 1 шт 3х3м = 2 шт.
6	Расход газа годовой	тыс.м^3/год	1 314,0	
7	Расход газа часовой	м^3/час	150,0	
8	Длина газопровода	м	Д110х10,0=7 688,0 Д63х5,8= 85,0 Д108х4,0=9,0	Д160х9,5=179,0 Д140х8,3=226,0 Д125х7,4=890,0 Д110х6,6=605,0 Д63х3,8=521,0 Д40х2,4= 767,0 Д159х5,0= 8,0

			Д57х3,0= 2,0 Д20х1,5= 2,0	Д57х3,0= 14,0 Д32х3,0= 125,0
9	Задвижка стальная		Д100мм – 2 шт. Д50мм - 1 шт	Д150мм - 2 шт Д100мм – 3 шт.
10	Ковер	шт	5	36
11	Дюкерные переходы	м/м	Д110х10,0мм=125м.	Д125х11,4=167,0 +10,0 Д110х10,0мм=60,0
12	Футляры	шт	Д400х36,4=69,0 м. Д219х4,0=0,9м х 3шт Д159х4,0=0,9м х 3шт	Д400х36,4=44,5+15,5 м. Д273х4,0=0,9м х 3шт Д219х4,0=0,9м х 6шт Д159х4,0=0,9м х 4шт Д89х4,0=0,9м х 31шт
13	Абсолютное давление газа вначале газопровода	кгс/см^2	4,0	0,3
14	Конечное давление газа на дальнем уч-ке	кгс/см^2	0,3	0,03

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

После окончания работ по монтажу газопровода проектом предусмотрено испытание газопровода на герметичность воздухом в соответствии с требованиями МСН4.03-01-2003, МСП 4.03-103-2005. Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопровода должна быть очищена в соответствии с проектом производства работ. Очистку полости внутренних газопроводов следует производить перед их монтажом продувкой воздухом. Инструкция по очистке полости, испытанию трубопроводов и проверки на герметичность должна предусматривать:

- 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 производится после их монтажа в траншее и присыпки 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 полиэтиленового газопровода высокого давления II категории – 0,75 МПа в течении 24ч;
- для полиэтиленового газопровода среднего давления – 0,6 МПа в течении 24ч;
- для подземных полиэтиленовых газопровода низкого давления – 0,3 МПа в течении 24 ч.;
- надземного стального газопровода низкого давления – 0,3 МПа в течении 24 ч.

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

6.2.3. Инженерное обеспечение, сети и системы

Электроснабжение

Категория электроснабжения III

Установленная мощность 5.0кВт

Проект выполнен на основании технических условий №244 от 30.05.11г.

Электроснабжение ГРП осуществляется от ПС 35/10 кВ «Актасы», яч №5 «Белогорка», ТПА-504 «Ульке», фидер №1 «Быт», мощностью трансформатора 63кВА. Ввод до прибора учета от ВЛ-0.4 кВ выполнен кабелем с алюминиевыми жилами АВБбШв 4х25.

Электроосвещение.

Для освещения территории предусматривается установка светильников типа РКУ-250 на ж/б опорах типа СЦС-0.8-10. Светильники РКУ крепятся на кронштейнах типа КР-6-1.

Заземление и молниезащита.

Согласно системе защитного заземления TN-S все однофазные цепи выполнены по схеме (L-N-PE) по 3-х проводной системе (L- фазный, N- нулевой, PE-нулевой защитный проводник). Проектом предусматривается установка молниеприемника на опоре типа СЦС-0.8-10.

6.2.4. 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.

6.2.5. 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.

6.2.6. Организация строительства.

Раздел «Проект организации строительства» разработан в соответствии с требованиями СНиП 3.01.01-85.

Нормативная продолжительность строительства определена по СНиП 1.04.03-85* и составляет 5 месяцев, в том числе подготовительный период составляет– 0,6 месяца.

Рекомендуемая численность работников, занятых на строительстве и подсобных производствах предусмотрена из объемов работ и по затратам труда на выполнение строительно-монтажных работ 3 021,25 чел.дн., и составила 31человека.

6.2.7. Сметная документация.

Сметная документация разработана в соответствии со СНиП РК 1.02-01-2007 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 1-10.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 4.2,3) 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 2012 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 ПРИНЯТЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Оценка принятых проектных решений:

Рабочий проект разработан в необходимом объеме в соответствии с заданием на проектирование и соблюдением экологических, санитарно-эпидемиологических и противопожарных требований.

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СНиП РК 1.02-01-2007*«Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство».

Технологические решения полностью обеспечивают население села Ульке природным газом для бытовых нужд – автономное газовое отопление, горячее водоснабжение и приготовление пищи, в результате строительства газопроводов высокого, среднего и низкого давления.

Принятые проектные решения соответствуют государственным нормативам, требованиям по энергосбережению, санитарной, экологической и пожаробезопасности, рациональности технологических и инженерных решений, функциональному назначению объекта.

7.2. Результаты экспертизы

В процессе рассмотрения рабочего проекта по замечаниям и предложениям ДГП «Актюбгосэкспертиза» заказчиком и проектировщиком были внесены следующие изменения и дополнения:

По сметной части:

Откорректированы объемы работ согласно замечанием технической части проекта

Откорректированы объемы работ согласно спецификации проекта

Откорректирована сметная документация согласно ПОС

Откорректирована стоимость экспертизы согласно договору

После внесения изменений сметная стоимость строительства сложилась следующим образом:

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Примечание (+увел., -умен
			Заявленные до экспертиз	Рекомендуемые к утвержд	
1	2	3	4	5	6
1	Общая сметная стоимость строительства в ценах 2001 г. в том числе: СМР оборудование	млн.тенге млн.тенге	41,379 33,242 7,518	40,558 33,209 6,730	-0,821 -0,033 -0,788

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

	прочие затраты		0,618	0,618	-
2	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011-2012 г.г.	млн.тенге	107,503	107,851	+0,348
	в том числе: СМР		64,856	66,269	+1,413
	оборудование		14,668	13,429	-1,239
	прочие затраты		27,979	28,152	+0,173
3	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011 г.	млн.тенге	107,503	60,212	-47,291
	в том числе: СМР		64,856	32,395	-32,461
	оборудование		14,668	6,565	-8,103
	прочие затраты		27,979	21,251	-6,728
4	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2012 г.	млн.тенге	-	47,639	+47,639
	в том числе: СМР		-	33,873	+33,873
	оборудование		-	6,864	+6,864
	прочие затраты		-	6,900	+6,900

В результате экспертизы сметной документации с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в текущих ценах принята в сумме – 107,851 млн.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 107,503 млн.тенге, общее увеличение сметной стоимости по объекту составило в сумме – 0,348 млн. тенге.

Увеличение сметной стоимости строительства произошло в связи с пересчетом сметной документации в цены 2012 года, согласно ПОС.

7.2. Рекомендации при последующем строительстве объекта :

- 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. ВЫВОД:

1. С учетом внесенных по замечаниям и предложениям ДГП «Актюбгосэкспертиза» изменений и дополнений, рабочий проект «Строительство подводящего и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Ульке города Актобе» рекомендуется для утверждения с нижеприведенными основными технико-экономическими показателями:

- общая протяженность газопроводов - 11,483 км.,
- ПГБ - 1 шт.
- ГРПШ - 1 шт.
- общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года - 40,558 млн.тенге;
  в том числе: СМР - 33,209 млн.тенге;
- общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011-2012 года - 107,851 млн.тенге;
  в том числе: СМР - 66,269 млн.тенге.

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.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

МЕМСАРАПТАМА • ГОССЭКСПЕРТИЗА

8. ТҰЖЫРЫМ

1. «Ақтөбемемсараптама» ЕМК-ның ескертулері мен ұсыныстары бойынша енгізілген өзгерістерді және толықтыруларды ескере отырып, «Ақтөбе қаласы Өлке селосындағы жеткізу және ішкіквартальдық газ тарату желілерінің құрылысы» жұмыс жобасы төмендегі келтірілген негізгі техника- экономикалық көрсеткіштерімен бекітілуге ұсынылады:

- газ құбырының жалпы ұзындығы - 11,483 км.,
- ПГБ - 1 дана,
- ГРПШ - 1 дана,
- 2001 жылғы базалық бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны - 40,558 млн.теңге;
  оның ішінде: ҚМЖ - 33,209 млн.теңге;
- 2011-2012 жылғы ағымдағы бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны - 107,851 млн.теңге;
  оның ішінде: ҚМЖ - 66,269 млн.теңге.

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 С.Р. Куздибаева

ӨБ бастығы: Т.Табылдин

Жетекші сарапшы: А.Тұрмағанбетова

Бас маман Қ. Қандығұлов