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»

«БЕКІТЕМІН»:
«Ақтөбемемсараптама» ЕМК
директоры

_____ Б.Досмұратов

«Ақтөбе облысы Мұғалжар ауданының Ақкемер селосындағы ішкіқварталдық газ тарату желілерінің құрылысы»
жұмыс жобасы бойынша

2011 жылғы 14 қыркүйектегі №04-0650/11

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
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»

«УТВЕРЖДАЮ»:
Директор
ДГП «Актюбгосэкспертиза»

М.П. _____ Б.Досмұратов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№04-0650/11 от 14 сентября 2011 года

по рабочему проекту
«Строительство внутриквартальных газораспределительных сетей в с.Аккемер Мугалжарского района Актюбинской области»

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

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Гипрогаз-Кампани», город Актобе

г. Актобе

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Строительство внутриквартальных газораспределительных сетей в с.Аккемер Мугалжарского района Актюбинской области».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №642 от 16.08.2011г. на экспертизу рабочего проекта «Строительство внутриквартальных газораспределительных сетей в с.Аккемер Мугалжарского района Актюбинской области».

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;
- справка №141 от 15 марта 2011 года о количестве потребителей газа;
- технические условия №АПФ-293 от 01.06.2011г, выданные АО«КазТрансГаз Аймак»;
- технические условия на присоединение к электрическим сетям №297/364т от 21.04.2011 г., выданное ТОО «Энергосистема».

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организации:

- санитарно-эпидемиологическое заключение по рабочему проекту №1206 от 29.07.2011 г., выданное главным врачом ГСЭН Актюбинской области;
- заключение государственной экологической экспертизы №01-04-20-500 от 25.08.2011г., выданное Тобыл-Торгайским департаментом экологии;
- экспертное заключение №205-БЭА от 18 июля 2011 г. о соответствии рабочего проекта требованиям промышленной безопасности республики Казахстан, выданное ТОО «БатысЭнергоАудит» аттестат №0000781 от 2 июня 2009г.;
- согласование Актюбинским областным управлением архитектуры и градостроительства от 21 июля 2011 года;
- согласование с Департаментом ЧС по Актюбинской области от 03 августа 2011г;
- согласование пересечения железнодорожных путей с АО НК «КТЖ» №2001-И от 02.07.2011 г.;
- согласование с Департаментом Комитета автодорог №19-07-04/596 от 27.05.2011 года на прокладку газопровода в 100 м. от бровки земляного полотна;
- рабочий проект согласован с АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» №283 от 19 июля 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, выполненный ТОО «ИСТ-ЭКО» от 2011 года;
- пояснительная записка, Том I ;
- рабочие чертежи – внеплощадочные сети высокого давления – 29 листов;
- рабочие чертежи – внутриплощадочные сети среднего давления – 6 листов;
- рабочие чертежи – внутриплощадочные сети низкого давления – 21 листов;

- блочный ГРП – 1 лист, габаритный чертеж – 1 лист;
- рабочие чертежи – наружные сети электроснабжения – 4 листа;
- ТП 402-021-1- переходы через ж/д и а/д, дюкеры, разработанный «МинГазПром»;
- 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 Аккемер – 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 Мугалжарском районе Актюбинской области. Газопровод высокого давления II категории проложен от существующего газопровода Тамды-Павловка-Кайнар до пос. Аккемер подземно из полиэтиленовых труб, низкого и среднего давления проложен по улицам подземно из полиэтиленовых труб и надземно 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 Подуральского плато.

Рельеф участка изысканий сравнительно ровный. Абсолютные отметки земли колеблются в пределах 248,00-277,00 м.

В геологическом строении принимают участие верхнечетвертичные делювиальные отложения, представленные суглинками, супесями, песками средней крупности, а также меловыми глинами.

Грунтовые воды в период изысканий до глубины 6,0 м выработками не вскрыты.

Качественный прогноз потенциальной подтопляемости - не затопляется.

Коррозионная активность грунтов к углеродистой стали до глубины 1,5 м от «средней» до «высокой». Удельное электрическое сопротивление грунтов составляет 3,0-31,0 Ом·м. В расчёт принять «высокую».

Коррозионная активность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля «высокая» (содержание pH 5,9-6,8; NO_3- 0,008-0,045 %);

Коррозионная активность грунтов к алюминиевой оболочке кабеля «высокая», содержание хлор-ионов 0,015-0,17 %, pH 5,9-6,8.

Агрессивность грунтов к бетону:

а) по содержанию сульфатов (60-4880 мг/кг) грунты сильноагрессивные к бетонам на портландцементе по ГОСТ 10178-76; среднеагрессивные к бетонам на шлакопортландцементе по ГОСТ 10178-76, неагрессивные к сульфатостойким цементам по ГОСТ 22266-76

б) по содержанию хлоридов (195-1500 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 (0,108-0,868 %).

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 Д160 П 1+45, в подводящий газопровод высокого давления Тамды-Павловка-Кайнар. В точке врезке установлено отключающее устройство – задвижка Д150 в надземном исполнении в ограждении 3×3 м.

Проектируемый газопровод пересекает примыкание к дороге от ПК 12+61,02 до ПК 13+48,36; балку от ПК 23+88,96 до ПК 24+69,36; балку от ПК 37+34,92 до ПК 38+63,7; балку от ПК 66+50,72 до ПК 68+63,2; реку Батпакты от ПК 129+70,48 до ПК 131+18,66; реку Таласбай от ПК 156+94,36 до ПК 158+56,22; автодорогу Актобе-Атырау – граница РФ участок Актобе-Кандыагаш методом прокола от ПК 189+94,64 до ПК 191+21,6); железную дорогу на 1 857 км ПК 3+3 перегона Тамды-Аккемер методом прокола от ПК 191+21,6 до ПК 193+20,46.

Основные технические показатели:

- Общая протяженность газопровода			- 40,489 км,
в т.ч: газопровод высокого давления			- 20,651 км,
газопровод среднего давления			- 1,855 км,
газопровод низкого давления			- 17,983 км,
- Установка задвижек		Д 300 мм	- 4 шт,
		Д 200 мм	- 1 шт,
		Д 150 мм	- 17 шт,
		Д 100 мм	- 4 шт,
		Д 80 мм	- 1 шт,
	Кранов	Д 50 мм	- 36 шт,
		Д 32 мм	- 213 шт.

6.2.2. Технологические решения

Внеплощадочные сети.

Газопровод высокого давления.

Проектируемый подводящий газопровод высокого давления II категории предусмотрен подземным способом из полиэтиленовых труб Д160х14,6мм по ТУ 6-19-352-87. Соединение полиэтиленового газопровода высокого давления со стальным газопроводом выполняется неразъёмным с помощью переходников «полиэтилен-сталь». Средняя глубина заложения подземного газопровода равна 1,45м. 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 осуществляется 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 предусмотрены 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 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. 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. Повороты выполняются 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 устанавливаются конденсатосборники для сбора и отбора конденсата. Для понижения высокого давления (4кгс\см^2) до низкого и среднего давлений и поддержания его на заданном уровне проектом предусмотрена установка блочного газорегуляторного пункта - ПГБ-13НВ-2-0,6-ОГ-У1-СГ с двумя линиями редуцирования по каждому регулятору, с регуляторами РДГ-50-НМ (Ø седла 40мм) и РДГ-50-ВМ (Øседла 30мм), с узлом учета расхода газа RVG-400 с диапазоном 1:100, с корректором 200÷1000 кПа, с газовым обогревом (АОГВ). На выходе из земли перед ПГБ установлена задвижка Д150.

Дюкерные переходы через реки Батбакты и Таласбай

Переход через реку Батбакты от ПК 129+70,48 до ПК 131+18,66 и переход через реку Таласбай от ПК 156+94,36 до ПК 158+56,22 предусмотрены из полиэтиленовых труб ПНД Т ГАЗ Д160х14,6мм SDR 11 ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не ниже 2,8 согласно «Правил промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов» п.36. 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 500х45,5 и его балластировка чугунными пригрузами. Расстояние между балластировочными пригрузами равно 5,0 м. Для предохранения поверхности трубы полиэтиленового газопровода от повреждения, поверх газопровода предусматри-вается 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. Переход через реку испытывается в три стадии: - после сварки перехода до протаскивания в футляр;
- после укладки и полной засыпки перехода;
- вместе с основным газопроводом.

Дюкерные переходы через балки.

Переходы через балки от ПК 23+88,96 до ПК 24+69,36; от ПК 37+34,92 до ПК 38+63,7 и от ПК 66+50,72 до ПК 68+63,2 также предусмотрены из полиэтиленовых труб ПНД Т ГАЗ Д160х14,6мм SDR 11 ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не ниже 2,8. Глубина заложения газопровода принята с учетом возможного размыва дна балок. 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 500х45,5 и его балластировка чугунными пригрузами. Расстояние между балластировочными пригрузами равно 5,0 м. 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. Переход через реку испытывается в три стадии:
- после сварки перехода до протаскивания в футляр;
- после укладки и полной засыпки перехода;
- вместе с основным газопроводом.

Переход под железной дорогой.

Проектом разработан переход газопровода высокого давления II категории (0,6 МПа) под железной дорогой нормальной колеи в соответствии с поперечным профилем земляного полотна на 1857 км ПК 3+3 перегона Тамды – Аккемер от ПК 191+21,6 до ПК 193+20,46 полиэтиленовыми трубами диаметром 160х14,6мм по ТУ 6-19-352-87 SDR11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8. Прокладку газопровода высокого давления II категории (0,6 МПа) в месте пересечения с железной дорогой выполнить в полиэтиленовом футляре Д500х45,5мм по ТУ 6-19-352-87 SDR11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8. Перед пересечением с железной дорогой, газопровод пересекает автомобильную дорогу, где установлено отключающее устройство – стальная задвижка Д150мм в ограждении 3х3м. Ограждение необходимо для защиты задвижки от механических повреждений. В данном случае отключающее устройство установлено на ПК 190+2,18. Расстояние от отключающего устройства до пересечения – 119,42 м, значит установка дополнительного отключающего устройства не требуется. Переход выполнить методом прокола. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ методом прокола, должна быть не менее 2,5м от подошвы насыпи. Глубина укладки газопровода на расстоянии 50,0 м в обе стороны от подошвы насыпи принимается не менее 2,10 м от поверхности земли до верха газопровода. На конце футляра, по ходу газа, предусмотрена продувочная свеча, высотой не менее 5,0 м от уровня поверхности земли. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 концы футляра вывести на расстояние не менее 50,0 м за пределы подошвы насыпи. Концы футляра герметизируются эластичным герметиком и закрываются резиновыми манжетами с закреплёнными хомутами. Контроль качества сварных стыков в месте пересечения 100%. На пересечениях проектируемого газопровода с существующими подземными кабелями связи разработка траншеи производится только вручную без применения ударных инструментов. Все монтажные работы на пересечениях производятся только в присутствии представителя эксплуатирующий организации и с письменного разрешения.

Переход под автодорогой Актобе-Атырау.

Проектом предусмотрен переход газопровода высокого давления II категории под автодорогой Актобе – Атырау – граница РФ на участке Актобе – Кандыагаш на ПК 69+600 (см. лист ГСН-17 от ПК 189+94,64 до ПК 191+21,6). Перед переходом устанавливается отключающее устройство – задвижка Д150 в надземном исполнении в ограждении 3х3м. Ограждение необходимо для защиты отключающего устройства от механических повреждений. Газопровод на переходе через автодорогу из полиэтиленовых труб Ø160х14,6мм SDR11 ПЭ100 по ТУ 6-19-352-87. Изоляция стальных участков неразъемного соединения типа «весьма усиленная». Переход под автодорогой предусмотрен методом прокола. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ методом прокола, не менее 2,5 м от подошвы насыпи. Прокладка газопровода высокого давления II категории в месте пересечения с автодорогой выполняется под углом 90° в полиэтиленовом футляре Д500мм. На конце футляра, по ходу газа, устанавливается контрольная трубка, выходящую под защитное устройство. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 концы футляра вывести на расстояние не менее 2,0 м за пределы подошвы насыпи.

Согласно техническим условиям, выданным ГУ «Актюбинский областной департамент Комитета автомобильных дорог» длина футляра выводится на расстояние более 35,0 м за пределы подошвы насыпи. Концы футляра герметизируются эластичным герметиком и закрываются резиновыми манжетами с закрепленными хомутами.

Переход полиэтилен – сталь выполняется переходниками ПЭ-ВП/сталь по ТУ 6-19-359-87, а повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости - с помощью отводов по ТУ 6-19-359-87. Для сбора и отвода конденсата в низшей точке установить конденсатосборник. Контроль качества сварных стыков в месте прокола – 100%. Расстояние при параллельной прокладке проектируемого газопровода с автодорогой не менее 100,0 м.

Переход под примыканием к дороге Алга-Кандыагаш.

Проектом предусмотрен переход газопровода высокого давления II категории под примыканием к дороге Алга-Кандыагаш (см. лист ГСН-11 от ПК 12+61,02 до ПК 13+48,36). Перед переходом установить отключающее устройство – задвижку ду-150 в надземном исполнении в ограждении 3м х 3м. Ограждение необходимо для защиты отключающего устройства от механических повреждений. Газопровод на переходе через автодорогу запроектирован из полиэтиленовых труб Ø160х14,6мм SDR11ПЭ 100 по ТУ 6-19-352-87. Изоляция стальных участков неразъемного соединения типа «весьма усиленная». Переход под автодорогой выполнить методом прокола. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ методом прокола, должна быть не менее 2,5 м от подошвы насыпи. Прокладку газопровода высокого давления II категории в месте пересечения с автодорогой выполнить под углом 90° в полиэтиленовом футляре ø 500. На конце футляра, по ходу газа, установить контрольную трубку, выходящую под защитное устройство. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 концы футляра вывести 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 выполнить с помощью переходников ПЭ-ВП/сталь по ТУ 6-19-359-87. Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости выполнить с помощью отводов по ТУ 6-19-359-87. Для сбора и отвода конденсата в низшей точке установить конденсатосборник. Контроль качества сварных стыков в месте прокола – 100%.

Блочный газорегуляторный пункт.

Газорегуляторный пункт (ПГБ) предназначен для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне. Краткая техническая характеристика:

Давление газа на входе 3,96 кгс/см ^{2};

Давление газа на выходе среднего 3,0 кгс/см ^{2}, низкого 0,03 кгс/см ^{2};

Пределы срабатывания предохранительного клапана ПСК 50С/300 – 3,75 кгс/см ^{2};
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;
- входной задвижки, регулятора давления РДГ-50НМ (Ø 40 мм), выходной задвижки и предохранительного клапана. ПСК-50Н/5.
- узлом учета расхода газа RVG-400 с диапазоном 1:100 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 RVG-400 с максимальным просчитываемым расходом при давлении 3,96 кгс/см ^{2} – 2574 м^3/ч, с диапазоном измерения Q_{max}/Q_{min} =1:100 с корректором m-ELCOR 200÷1000 кПа.

Внутриплощадочные сети.

Газопровод среднего давления.

Газопровод среднего давления от проектируемого ПГБ до потребителей предусмотрен подземным из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 Д 90х8,2мм и Д63х5,8мм по ТУ 6-19-352-87. Контроль качества сварных стыков согласно МСН 4.03-01-2003 табл.15 составляет для среднего давления полиэтиленового газопровода со средней степенью автоматизации - 25%. Переходы полиэтилен - сталь выполняются с помощью переходни-

ков ПЭ-ВП/сталь по ТУ 6-19-359-87. Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскостях полиэтиленового газопровода - с помощью отводов по ТУ 6-19-359-87, стального газопровода - по ГОСТ 17375-2001. Стальные участки неразъемного соединения покрываются изоляцией "весьма усиленного" типа. На входе в землю и выходе из земли, газопровод заключается в стальной футляр, устанавливается отключающее устройство Д80мм на входе и Д50мм на выходах.

Для понижения давления со среднего до низкого и поддержании его на заданном уровне проектом предусмотрена установка шкафных газорегуляторных пунктов - ГРПШ-32к/10, ГРПШ-10МС. Укладка газопровода и соединений осуществляется на песчаное основание толщиной не менее 10 см и присыпается слоем песка не менее 20 см. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода предусмотрена прокладка вдоль присыпаемого газопровода (на расстоянии 0,2-0,3 м) изолированного алюминиевого провода сечением 4,0мм² по ГОСТ 6323-79 с выводом его концов под ковер для возможности подключения аппаратуры. В целях предотвращения механического повреждения газопровода, предусматривается укладка пластмассовой сигнальной ленты желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью "Осторожно! Газ!" по ГОСТ 10354-82 от верха присыпаемого газопровода на 0,2 метра. На участках пересечений газопроводов с подземными инженерными коммуникациями сигнальная лента укладывается дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2,0 м в обе стороны от пересекаемого сооружения.

При пересечение газопровода с кабелем газопровод прокладывается в футляре из асбестоцементной трубы Ø200 и длиной 4,0 м, при пересечении с подземными инженерными коммуникациями газопровод прокладывается в футляре из полиэтиленовых труб Ø140 и Ø110 и длиной 4,0 м.

Газопровод низкого давления.

Газопровод низкого давления запроектирован подземным способом из полиэтиленовых труб SDR 17 Д355х21,1мм; Д225х13,4мм; Д160х9,5мм; Д125х7,4мм; Д110х6,6мм; Д63х3,8мм; Д40х2,4мм по ТУ 6-19-352-87 и надземным (по опорам) способом из труб стальных электросварных Д325х6,0мм; Д57х3,5мм; Д32х3,5мм по ГОСТ 10704-91 из стали В-Вст2сп2 ГОСТ1050-88. Глубина заложения подземного газопровода -1,55м.

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 предусмотрена 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 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. На участках пересечений газопроводов с подземными инженерными коммуникациями сигнальная лента укладывается дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2,0 м в обе стороны от пересекаемого сооружения.

При пересечении газопровода с кабелем газопровод прокладывается в футляре из асбестоцементной трубы Ø250, Ø200 и Ø100 и длиной 4,0 м, при пересечении с подземными инженерными коммуникациями газопровод прокладывается в футляре из полиэтиленовых труб Ø450, Ø225, Ø180, Ø110 и Ø75 и длиной 6,0 и 4,0 м.

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 3х3м и 3х6м.

На выходе из ПГБ на расстоянии не менее 5,0 м устанавливается задвижка в надземном исполнении. Надземный газопровод прокладывается по опорам, высота опор Н=2,5м. Опоры предусмотрены из труб стальных электросварных подвижными и неподвижными. Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости стального газопровода - с помощью отводов по ГОСТ 17375-2001г. Переход газопровода с одного диаметра на

другой - с помощью переходов по ГОСТ 17378-2001г. В местах пересечения ВЛ, ЛЭП с надземными газопроводами предусмотрены 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.

Гидравлический расчет газопровода :

Таблица 1

№	Наименование	Ед.изм	Газопровод высокого давления, SDR11	Газопровод среднего давления SDR11	Газопровод низкого давления SDR17
1	2	3	4	5	6
1	Количество ж/домов	шт.	275+37+2		
2	Количество коммунально-бытовых предприят.	Шт	67+12		
3	Тип и количество газиф.агрегатов	шт	314 (ПГ-4, УГОП-16, АОГВ-11-6)		
4	Тип и количество ГРП, ГРПШ	шт	ПГБ-13НВ-2-06-ОГ-У1-СГ	3 (ГРПШ-32К/10) 1 (ГРПШ-10МС)	
5	Расход газа годовой	тыс.м^3/год	15 540,24		
6	Расход газа часовой	м^3/час	1 774,0		
7	Длина газопровода	м	Д160х14,6=19464 Д159х6,0=8,0	Д90х8,2=1259 Д63х5,8=557 Д89х4,0=11,0 Д57х4,0=28,0	Д355х21,1=2036, Д225х13,4=345,0 Д160х9,5=4089,0 Д125х7,4=3613,0 Д110х6,6=811,0 Д63х3,8=1892,0 Д40х2,4=3220,0 Д325х6,0=7,0 Д57х3,5=474,0 Д32х3,5=1496,0
8	Задвижка стальная		Д150мм – 7шт.	Д80мм – 1шт. КШ Д50 – 4шт	Д300мм - 4шт Д200мм - 1шт Д150мм - 10шт Д100мм - 4шт КШ Д50 – 32шт КШ Д32 – 213шт
9	Контрольный пункт КП	Шт	9	-	-
10	Ковер	шт	2	5	246
11	Переход через ж/д	м/м	Д160/Д500=206/133	-	-
12	Переход через а/дороги	м/м	Д160/Д500=132/103 Д160/500=90/19	-	-
13	Дюкерные переходы	м/м	Д160/500=166/42 Д160/500=151/48,5 Д160/500=218/75 Д160/500=132/69 Д160/500=83/17	-	-
14	Футляры	м	Д273х4,0=1м/1шт	Д140=4мх4шт Д110=4мх4шт Д219=1мх1шт Д159=1мх4шт	Д450=6мх1шт Д450=4мх5шт Д225=4мх10шт Д180=4мх5шт Д110=6мх1шт Д110=4мх6шт Д75=6мх6шт Д75=4мх43шт Д530=1мх1шт Д159=1мх32шт Д89=1мх213шт

15	Абсолютное давление газа вначале газопровода	кгс/см^2	6,0	3,96	0,03
16	Конечное давление газа на дальнем уч-ке	кгс/см^2	3,0	0,03	0,02

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).

Проектом предусматривается параллельная (в одной траншее) прокладка газопровода среднего и низкого давлений. Расстояние между двумя полиэтиленовыми газопроводами, проложенными в одной траншее должно быть не менее диаметра большего газопровода, но не менее 0,1 м.

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 №297/364Т от 21.04.11г.

Электроснабжение ПГБ выполняется кабелем марки АБбВшв 3х10мм² на глубине 0,5м на слой просеяного грунта или песка и проводом сталеалюминиевым АС-25мм² на опорах воздушной линией.

Электроосвещение подключается к существующей сети внутреннего электроосвещения ПГБ в кабельном канале 10х8мм кабелем ВВГ3х1.5мм².

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 12 месяцев, в том числе подготовительный период составляет– 1 месяц.

Рекомендуемая численность работников, занятых на строительстве и подсобных производствах предусмотрена из объемов работ и по затратам труда на выполнение строительно-монтажных работ 11 325 чел.дн., и составила 44 человека.

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 2011 год в размере 1,951.

Переход сметной стоимости строительства от базового уровня цен 2001 года на текущий уровень выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2012 год в размере 2,040.

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 Аккемер 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:

- откорректированы протяженности газопроводов и количество задвижек;

По сметной части:

- откорректированы объемы работ согласно замечаниям технической части проекта;
- откорректированы объемы работ согласно спецификации проекта;
- откорректирована сметная документация, согласно ПОС;
- откорректирована стоимость экспертизы, согласно договора.

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.	млн.тенге	189,629	188,914	- 0,715
	в том числе: СМР	млн.тенге	172,743	172,485	- 0,258
	оборудование		13,429	12,975	- 0,454
	прочие затраты		3,457	3,454	- 0,003
2	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011-2012 г.г.	млн.тенге	442,879	451,357	+ 8,478

ГОСЭКСПЕРТИЗА • МЕМЛЕКЕТТІК САРАПТАМА

	в том числе: СМР		337,016	344,191	+ 7,175
	оборудование		26,199	25,891	- 0,308
	прочие затраты		79,663	81,273	+1,610
3	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011 г.	млн.тенге	442,879	229,589	- 213,290
	в том числе: СМР		337,016	168,256	- 168,760
	оборудование		26,199	12,657	- 13,542
	прочие затраты		79,663	48,675	- 30,988
4	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2012 г.	млн.тенге	-	221,767	+ 221,767
	в том числе: СМР		-	175,935	+ 175,935
	оборудование		-	13,234	+ 13,234
	прочие затраты		-	32,598	+ 32,598

В результате экспертизы сметной документации с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в текущих ценах принята в сумме – 451,357 млн.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 442,879 млн.тенге, общее увеличение сметной стоимости по объекту составило в сумме – 8,478 млн. тенге.

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

7.3. 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 внутриквартальных газораспределительных сетей с.Аккемер Мугалжарского района Актюбинской области» рекомендуется для утверждения с нижеприведенными основными технико-экономическими показателями:

- общая протяженность газопроводов - 40,489 км.,
- ПГБ - 1 шт.
- ГРПШ - 4 шт.
- общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года - 188,914 млн. тенге;
  в том числе СМР - 172,485 млн. тенге;
- общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011-2012 года - 451,357 млн.тенге;
  в том числе СМР - 344,191 млн.тенге;
- продолжительность строительства - 12 месяцев.

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. «Ақтөбемемсараптама» ЕМК-ның ескертулері мен ұсыныстары бойынша енгізілген өзгерістерді және толықтыруларды ескере отырып, «Ақтөбе облысы Мұғалжар

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ауданының Аккемер селосындағы ішкіқварталдық газ тарату желілерінің құрылысы» жұмыс жобасы төмендегі келтірілген негізгі техника- экономикалық көрсеткіштерімен бекітілуге ұсынылады:

- газ құбырының жалпы ұзындығы	- 40,489 км.,
- ПГБ	- 1 дана,
- ГРПШ	- 4 дана,
- 2001 жылғы базалық бағадағы	
құрылыстың жалпы сметалық құны	- 188,914 млн.тенге;
оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары	- 172,485 млн.теңге;
- 2011-2012 жылғы ағымдағы бағадағы	
құрылыстың жалпы сметалық құны	- 451,357 млн.теңге;
оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары	- 344,191 млн.теңге;
- құрылыстың ұзақтығы	- 12 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 С.Р. Кузбибаева

ӨБ бастығы Т.Ж. Табылдин

Жетекші сарапшы Р.Г. Башигулов