ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

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

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 Хромтау ауданының Абай селосындағы жеткізу газ құбырының және ішкіқварталдық газ тарату желілерінің құрылысы»
жұмыс жобасы бойынша

2011 жылғы 11 шілдедегі № 04 - 0361/11

ҚОРЫТЫНДЫ

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

ЖОБАЛАУШЫ:
«АктобеПроект-Групп» 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

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»

_____Б.Досмуратов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№04-0361/11 от 11 июля 2011 года
по рабочему проекту
«Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Абай Хромтауского района Актюбинской области»

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

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «АктобеПроект-Групп»
город Актобе

город Актобе

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Абай Хромтауского района Актюбинской области»

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №365 от 15.06.2011г. на экспертизу рабочего проекта «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Абай Хромтауского района Актюбинской области»

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

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Актобе Проект-Групп», г. Актобе, государственная лицензия на ведение проектных работ 06 - ГСЛ № 001138 от 28 сентября 2009 г. выданная, ГУ «Управлением государственного архитектурно-строительного контроля Актюбинской области».

Приказ № 10 о назначении главного инженера проекта от 25.02.2011 года.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

- письмо № 03-10/1051 от 12.05.2011 года «Распределение финансовых средств по годам», выданное заказчиком;
- задание на проектирование, утвержденное заказчиком от 01.03.2011 года;
- письмо №04-15/1589 от 28.06.2011 года, выданное начальником Управления энергетики и коммунального хозяйства Актюбинской области К.Бакберген, стоимость ПИР принять согласно итогов конкурса;
- акт выбора и согласования земельного участка от 2011 года;
- согласование пересечения газопровода с газопроводом-отводами от МГ «Бухара-Урал» №2-60-1454 от 24.05. 2011 года;
- письмо № 30/3348 от 10.05.2011 года, выданное техническим директором Донского ГОКа Бекеевым М.М;;

Технические условия:

- №1170 от 17.05.2011г, выданные АО«КазТрансГаз Ай-мак»;
- на пересечение газопровода с водоводом Энергоцеха, согласованный с начальником энергоцеха Е.В.Мартынюк.

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организации:

- санитарно-эпидемиологическое заключение по рабочему проекту №113 от 18.05.2011 г., выданное главным врачом ГСЭН Хромтауского района;
- рабочий проект согласован с АЛФ АО «КазТрансГаз Аймак» №5319 от 25.05.2011 года;
- рабочий проект согласован с АО «Интергаз Центральная Азия» №482-4811-544 от 31.05.2011г. (пересечение с МГ «Бухара-Урал»);
- план газопровода высокого давления согласованный с заинтересованными организациями

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу:

- технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ТОО «АктобеПроектГрупп» от 2011 г.;
- раздел охраны окружающей среды;
- пояснительная записка, Том I;
- основные рабочие чертежи;

- сметная документация
- спецификация оборудования ;
- проект организации строительства;
- паспорт проекта.

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

Во исполнение программы развития газовой отрасли РК на 2004-2010 гг, утвержденной постановлением Правительства РК №669 от 18.07.2004г., Постановления областного акитмата №405 от 22.12.2010года, по реализации Закона РК «О республиканском бюджете на 2011-2013 годы», улучшение социальных условий населения села Абай Хромтауского района – обеспечение природным газом.

6. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Участок строительства газопровода расположен в селе Абай Хромтауского района Актюбинской области.

Природно-климатические условия района строительства :

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.

Температурный контраст между воздушными массами сезона невелик, что обуславливает ясную погоду или погоду с незначительной облачностью. Участок исследований представляет собой часть восточного склона Орь-Илекской возвышенности, ограниченной на востоке Орским грабеном

- климатический подрайон	- III А,
- скоростной напор ветра	- 38 кгс/м^2,
- расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 42 ^{0}С,
- вес снегового покрова	- 100 кгс/м2,
- глубина промерзания грунтов	- 2,3 м.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

Геоморфологические особенности территории находятся в прямой зависимости от геологического строения и обуславливаются степенью сопротивляемости пород выветриванию. Поэтому широкое развитие получил древний или останцовый мелкосопочный тип рельефа. Абсолютные отметки поверхности земли колеблются в пределах 277,0-353,5 м. Общий в уклон трассы к реке Ойсылкара.

Геологическое строение района представлено отложениями нижнего мезозоя (серпентиниты, кора выветривания по серпентинитам) и пролювиально-делювиальными отложениями четвертичного возраста.

В геологическом строении участка работ принимают участие верхнечетвертичные пролювиально - делювиальные отложения, представленные глинами, и отложения мезозоя, представленные глинистой корой выветривания по серпентинитам и дресвяно-щебенистыми грунтами (рухляком).

Средняя глубина заложения газопровода среднего давления – 1,25 м.

6.2. Проектные решения

Внеплощадочные сети

Точка врезки проектируемого газопровода предусмотрена в существующий газопровод высокого давления I-категории Рпроект-12 кгс/см^2 Д426мм район АГРС г. Хромтау. Для понижения давления с 12 кгс/см^2 до 5 кгс/см^2 и поддержания его на заданном уровне проектом предусмотрено установка ГСГО-50МВ.

Проектируемый газопровод высокого давления II-категории от точки врезки до ПГБ, установленного в с.Абай предусмотрен подземным способом из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 Д160мм с толщиной стенки 14,6 мм, средняя глубина заложения 1,25м в зависимости от профиля земли и на переходах через искусственные и естественные преграды. В качестве запорной арматуры приняты задвижки тип 30с41нж. Вся запорная арматура устанавливается надземно в ограждении. При входе и выходе газопровода из земли газопровод предусмотрено заключить в стальной футляр. Укладка газопровода и соединений должна предусматриваться на песчаное основание толщиной не менее 10см и присыпаться слоем песка на высоту не менее 20см. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода предусмотрена укладка параллельно трубе алюминиевого провода по ГОСТ 6323-79 сечение 2,5мм^2. В целях предотвращения механического повреждения полиэтиленового газопровода предусмотрена укладка полиэтиленовой ленты желтого цвета по ГОСТ 10354-82 выше трубы на 20-25см (на подсыпку). Опознавательные столбики устанавливаются на поворотах газопровода и через каждые 500,0м. Пересечение с автодорогой предусмотрено выполнить методом прокола из полиэтиленовых труб ПЭ 100 D160х14,6мм SDR11 ТУ 6-19-352-87. Глубина заложения должна быть не менее 2,5м от подошвы насыпи до верхней образующей футляра. При пересечении газопровод заключить в футляр, на конце футляра предусмотреть контрольную трубку, выходящую под ковер. Концы футляра следует выводить на расстояние не менее 2м от бровки земляного полотна.

Переход газопровода высокого давления через реку от точки А до точки Б.

Переход газопровода высокого давления через реку дюкерным способом предусмотрен из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 ø160х14,6мм SDR11. Глубина заложения газопровода принята с учетом возможного размыва дна реки. На всем протяжении перехода предусмотрены длинномерные трубы. Для предохранения газопровода от повреждения при протаскивании его по дну реки предусматривается защитная футеровка из деревянных реек. При разработке подводной траншеи предусмотрено крепление откосов деревянными щитами. Строительство и монтаж газопровода вести согласно "Правил промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов" , ТР "Требования к безопасности систем газоснабжения" и МСН 4.03-01-2003, МСП 4,03-103-2005, действующими ГОСТами, ведомственными инструкциями, техническими указаниями и другими нормативными документами на строительно-монтажные работы.

Переход газопровода высокого давления через магистральный газопровод от точки В до точки Г.

Переход выполнен согласно технических условий выданных "Интергаз Центральная Азия" . Переход газопровода высокого давления Р-5кгс/см^2 от точки В до точки Г через газопровод-отвод магистрального газопровод Бухара-Урал Ø530х8 Р-5,5МПа в две нитки, предусмотрен на 54,5 км магистрального газопровода ПК 540+500 из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 Ø160х14,6мм SDR11. При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними принято 1,0мм. На месте пересечения преду-смотрена прокладка полиэтиленового газопровода Ø160х14,6мм в стальном футляре Ø219х7,0мм. Концы футляра выведены на 2,5м от оси магистрального газопровода.

В местах пересечения необходимо установить опознавательные знаки. При засыпке траншеи поверх полиэтиленовой трубы прокладывается сигнальная лента с шириной не менее 300мм толщиной не менее 0,5мм. На всем протяжении перехода применять длинномерные трубы. Стальной футляр Ø219х7,0мм необходимо защищать с помощью протектора. Перед установкой протектора в грунт, мешок из крафт-бумаги снять, протектор к газопроводу подключить проводником через контактное устройство. Проводник, соединяющий протектор с газопроводом выполнить проводом ПСРП-16, ПСРП-25 и проложить на глубине 0,8м и покрыть кирпичом. Строительство и монтаж газопровода вести согласно "Правил промышленной безопасности систем распределе-

ния и потребления природных газов", ТР «Требования к безопасности систем газоснабжения" и МСН 4.03-01-2003, МСП 4.03-103-2005, СНиП 2.05.06-85*, СНиП II-89-80.

Переход газопровода высокого давления через автодорогу от т.Д до т.Е.

Данный переход разработан на основании письма выданного АО"Транснациональная компания "Казхром" №30/3348 от 10.05.2011г.

Проектом предусмотрен переход газопровода через автодорогу г. Хромтау с.Абая на участке от точки Д до точки Е от ПК 95+18,1 до ПК95+93,4. Диаметр полиэтиленового газопровода высокого давления Р-5кгс/см^2 Д160х14,6мм. Газопровод на переходе через автодорогу предусмотрен из полиэтиленовых труб SDR11 ПНД 160 Т ГАЗ с коэффициентом запаса прочности 2,8. Переход выполнить методом прокола. Согласно норм МСН 4.30-01-2003 глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ, должна быть не менее 1,5м от подошвы насыпи. Прокладку газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой выполнить в полиэтиленовом футляре ø225х20,5мм. На конце футляра, по ходу газа, установить контрольную трубку ø57х3,5мм, выходящую под защитное устройство.

Согласно норм п.5.5.3 МСН 4.03-01-2003 концы футляра вывести на расстояние не менее 3,0м от края водоотводного сооружения. Концы футляра должны быть уплотнены. Промежутки между стенками футляра и рабочей трубой заделываются смоляным канатом. Работы по устройству перехода должны производиться в строгом соответствии с "Правилами промышленной безопасности систем распределения потребления природных газов", МСН 4.03-01-2003г, МСП 4.03-103-2005, ТР "Требования к безопасности систем газоснабжения".

Переход газопровода высокого давления через реку от т.Ж до т.З.

Переход газопровода высокого давления через реку дюкерным способом предусмотрен из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 ø160х14,6 Т SDR11. Глубина заложения газопровода принята с учетом возможного размыва дна реки.

На всем протяжении перехода предусмотрены длинномерные трубы.

Для предохранения газопровода от повреждения при протаскивании его по дну реки предусматривается защитная футеровка из деревянных реек. При разработке подводной траншеи предусмотреть крепление откосов деревянными щитами. Строительство и монтаж газопровода вести согласно "Правил промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов" , ТР "Требования к безопасности систем газоснабжения" и МСН 4.03-01-2003, МСП 4,03-103-2005, действующими ГОСТами, ведомственными инструкциями, техническими указаниями и другими нормативными документами на строительно-монтажные работы.

Внутриквартальные сети

Трасса газопровода среднего давления проходит по улицам с. Абай для газоснабжения МТМ (2шт), гаража и школы. Проектируемый газопровод среднего давления, выходящий из ПГБ выполнить подземным способом из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 диаметром 90мм с толщиной стенки 5.4мм, диаметром 63мм с толщиной стенки 3,8мм на глубине 1,5-1,3м в зависимости от профиля земли. В качестве запорной арматуры приняты задвижки и шаровые краны. Протяженность газопровода диаметром 90мм с толщиной стенки 5.4мм –1317,0м, диаметром 63мм с толщиной стенки 3,8мм – 30,0м. На выходе из ПГБ на газопроводе предусмотрена установка задвижки типа 30с41нж D80мм в надземном исполнении в ограждении ПГБ. Для понижения давления со среднего до низкого и поддержания его на заданном уровне проектом предусмотрена установка шкафных газорегуляторных пунктов ГРПШ-10МС (3шт) и ШГРП-400. На выходе из земли перед ГРПШ-10МС и ШГРП-400 запорная арматура (шаровые краны КШ-50) устанавливаются в надземном исполнении. При выходе из земли полиэтиленовый газопровод предусмотрено заключить футляр. Стальные участки неразъемного соединения предусматривается покрыть изоляцией «весьма усиленного» типа на основе полимерных лент. Укладка газопровода и соединений должна осуществляться на песчаное основание толщиной не менее 10см и присыпаться слоем песка на высоту не менее 20см. Обозначение трассы газопровода

предусматривают: путем прокладки вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3м) газопровода изолированного алюминиевого провода по ГОСТ 6323-79, сечением 4мм^2 с выходом концов его на поверхность под ковер вблизи опознавательного знака. В целях предотвращения механического повреждения газопровода, необходимо предусмотреть укладку полиэтиленовой ленты желтого цвета по ГОСТ 10354-82 на расстоянии 0,2м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

Газопровод низкого давления от ПГБ до потребителей выполнить подземным и надземным (по опорам) способом из полиэтиленовых труб диаметром 160мм с толщиной стенки 9.5мм, диаметром 110мм с толщиной стенки 6.6мм, диаметром 90мм с толщиной стенки 5.4мм, диаметром 63мм с толщиной стенки 3.8мм, диаметром 32мм с толщиной стенки 2.3мм,. Надземный газопровод запроектирован из стальных труб диаметром 159мм с толщиной стенки 4мм, диаметром 108мм с толщиной стенки 4мм, диаметром 89мм с толщиной стенки 3мм, диаметром 57мм с толщиной стенки 3мм, диаметром 25мм с толщиной стенки 2,8мм. В качестве запорной арматуры приняты задвижки тип 30с41нж и шаровые краны. Запорная арматура на выходе из ПГБ устанавливается надземно в ограждении ПГБ. На ответвлениях к группам жилых домов предусматривается установка задвижек, запорная арматура устанавливается надземно в сетчатом ограждении размером 3.0х3,0м. При выходе из земли полиэтиленовый газопровод заключить футляр. Стальные участки неразъемного соединения должны быть покрыты изоляцией «весьма усиленного» типа. Обозначение трассы газопровода предусматривают: путем прокладки вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3м) газопровода изолированного алюминиевого провода по ГОСТ 6323-79, сечением 4мм2 с выходом концов его на поверхность под ковер вблизи опознавательного знака. В целях предотвращения механического повреждения газопровода, необходимо предусмотреть укладку полиэтиленовой ленты желтого цвета по ГОСТ 10354-82 на расстоянии 0,2м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода. Для обозначения трассы газопровода необходимо предусмотреть контрольные пункты с выводом провода – спутника над поверхностью земли под защитное устройство. При прокладке надземного газопровода по опорам высоту опор принимаем Н=2,2м. Опоры запроектированы из труб стальных по ГОСТ 8732-78 диаметром 57мм с толщиной стенки 3,0мм. Весь надземный газопровод необходимо защищать от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из 2-х слоев грунтовки и 2-х слоев лака, краски или эмали.

6.2.1. Технологические решения

Газорегуляторный пункт ГСГО-50МВ

На точке врезки для понижения давления с высокого I-категории до высокого II-категории (т.е. с 12 кгс/см^2 до 5 кгс/см^2) и поддержании его на заданном уровне предусмотрено установка ГСГО-50МВ с двумя регуляторами давления газа РДБК1-50 в ограждении 3мх4м, который поставляется ООО «СарГазЭкспорт». Давление на входе 1,2 МПа. Давление на выходе не более 0,5 МПа.

Газорегуляторный пункт блочный ПГБ-07-03БМ-У1

В селе Абай для понижения давления с высокого до среднего и низкого и поддержания его на заданном уровне предусмотрен пункт газорегуляторный блочный ПГБ-07-03БМ-У1 с двумя линиями редуцирования в ограждении 10м х 14м, который поставляется ООО «СарГазЭкспорт». Давление на входе 0,5МПа. Давление на выходе предусмотрено: среднее - Р=0,3МПа, и низкое – Р=0,003Мпа. Узлы редуцирования одноступенчатые на низкое и среднее - однониточные.

Краткая техническая характеристика:

1. Давление газа на входе - 5,0 кгс/см^2
2. Давление газа на выходе среднего– 3,0 кгс/см^2
   Низкого – 0,03 кгс/см^2
3. Пределы срабатывания предохранительного клапана ПСК 50Н/20 - 0,0375кгс/см^2

Основным элементом газового оборудования ПГБ является два блока редуцирования, состоящий из последовательно соединенных между собой при помощи катушек входной задвижки, регулятора давления РДНК-1000 для низкого давления, РДСК-50БМ- для среднего давления, выходной задвижки, сбросного клапана КПС-20С, сбросного клапана КПС-20Н. Блочный газорегуляторный пункт оснащен системой отопления с естественной циркуляцией от автоматического газового водонагревателя АОГВ-11,6. Удаление воздуха осуществляется через расширительный бак. Наполнение системы отопления предусматривается вручную привозной водой из запасной емкости.

Основные технические показатели:

- Общая протяженность газопровода - 19 160 м,
  в т.ч: газопровод высокого давления - 11 500 м.,
  газопровод среднего давления - 1 364 м.
  газопровод низкого давления - 6 296 м,
- Установка задвижек Д150 мм - 8 шт.
  Д100 мм - 3 шт.
  Д80 мм - 2 шт.
  Д50 мм - 1 шт.
  Кранов Д 50 мм - 4 шт.
  Д25 мм - 75 шт.

Гидравлический расчет газопровода :

Таблица 1

№	Наименование	Ед. изм	Газопровод высок. давл., SDR11	Газопровод средн. давл SDR17	Газопровод низкого давл. SDR17
1	2	3	4	5	6
1	Количество домов	ед.	75		
2	Соц. и произв. объекты	Шт	5		
3	Тип и количество газифицируемых агрегатов	шт	82 (ПГ-4, АОГВ-29)		
4	Тип и количество ГРП	компл	1 ГСГО-М50МВ	2 ГРПШ-400, ГРПШ-10МС	1 ПГБ-07-03БМ-У1
5	Расход газа годовой	тыс.м^3/год	1 705,0		
6	Расход газа часовой	м^3/час	420		
7	Длина газопровода	м	**Всего-11 500,0** Д160х14,6=11304 Д159х5,0=135	**Всего- 1 364,0** Д90х5,4=1317,0 Д63х3,8=30,0 Д89х3,0=5,0 Д57х3,0=12,0	**Всего-6 296,0** Д160х9,5=720,0 Д110х6,6=810,0 Д90х5,4=540,0 Д63х3,8=2345,0 Д32х2,3=1560,0 Д159х4,0=9,0 Д108х4,0=12,0 Д89х3,0=4,0 Д57х3,0=4,0 Д25х2,0=225,0
8	Переходы через реку	Шт	2		Д63х5,4=70,0
9	Переходы через магистральный газопровод	Шт	1	-	-
10	Переходы через автодорогу	шт	1	-	-
11	Футляры	м	Д219х7,0=0,8 Д110х10,0=5,0	Д159х4,0=3,2	Д225х13,4=4,5 Д160х9,5=9,0 Д140х8,3=9,0 Д110х6,6=4,5 Д63х3,8=90,0
12	Абсолютное давление газа вначале газопровода	кгс/см^2	6,0	3,0	0,03
13	Конечное давление газа на дальнем участке	кгс/см^2	3,0	0,03	0,02

Контроль качества сварных стыков предусмотрено согласно МСН 4.03-01-2003 табл. 14,15. После монтажа газопровода предусматривается **очистка полости** внутри продувкой и **испытание на герметичность** под испытательным давлением в течении времени согласно МСН 4.03-01-2003. 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 воздуха.

6.2.2. Инженерное обеспечение, сети и системы

Электроснабжение.

Электроснабжение проектируемого ПГБ производится согласно задания на проектирования выданного заказчиком. Подключение электроприемников ПГБ предусматривается с ближайшей опоры ВЛ-0,4кВ ведомственных сетей; выполнено кабелем марки ВБбШв1-2х6мм^2 проложенным от опоры в траншее шириной 0.3м, на глубине 0.8м. от планировочной отметки.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами, которая монтируется на торцевых стенах ПГБ (в комплекте от поставщика). Наружное заземляющее устройство смонтировать из стального горячекатаного круга d=16мм длиной 3м., соединенного между собой стальной полосой 40х4 сваркой. Для защиты от электрической индукции и статистического электричества внутри ПГБ прокладывается контур заземления из полосовой стали (укомплектован поставщиком) , который присоединяется к наружному контуру заземления. Внутренний контур заземления крепится к стене на высоте 0,5м от уровня пола держателями шин К-188м. Все металлические нетоковедущие части ПГБ присоединяются к внутреннему контуру заземления стержневой арматурой В6 сваркой.

Электроосвещение ПГБ выполняется в соответствии с требованиями предъявленными к взрывоопасным помещениям класса В и В-1а «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ-2003г), а молниезащита в соответствии с требованиями, предъявляемыми к сооружениям 2-ой категории «Инструкции по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений» СН305-77 и РД34.21.122-87 .

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

К производству работ подготовительного и основного периодов строительства должны допускаться люди, прошедшие обучение, инструктаж и проверку знаний по технике безопасности. Особое внимание при строительстве должно быть обращено на надзор за выполнением скрытых работ, выполнение которых не может быть проверено после их окончания, например; планировка траншей, изоляция трубопроводов и т. д.

Обеспечение здоровых и безопасных условий труда персонала, предупреждение аварийных 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.

6.2.4. 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 располо-

нормативных величин.

В периоды неблагоприятных метеоусловий предусматривается краткое сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу, в перечень мероприятий которого входят:

- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запретить работу оборудования на форсированном режиме;
- усилить контроль за работой КИП и АСУ технологическими процессами;
- усилить контроль за герметичностью газоходных систем и агрегатов;
- обеспечить бесперебойную работу всех очистных систем и сооружений, и не допускать их отключения на профосмотры и ремонты;
- ограничить все работы, связанные с выделением в атмосферу загрязняющих веществ;
- прекратить испытания оборудования, приводящего к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

6.2.5. Организация строительства.

Проектом определены объемы основных строительно-монтажных работ; потребность в основных строительных материалах, механизмах и транспортных средствах, трудоемкость и сроки строительства. Нормативный срок строительства в соответствии со СНиП 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений». Основная продолжительность строительства определилась в количестве 7 месяцев.

6.2.6. 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 4.2.1) 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.

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.

Технологические решения полностью обеспечивают население природным газом для бытовых нужд – автономное газовое отопление, горячее водоснабжение и приготовление пищи, в результате строительства газопровода .

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» внесены следующие изменения и дополнения:

По проектным решениям:

- откорректированы рабочие чертежи продольных профилей;
- указаны размеры и необходимые материалы ограждений для задвижек – в плане и спецификации, приложены чертежи;
- гидравлический расчет – устранены замечания;
- по внутриквартальным сетям откорректирован расход газа, на схемах гидравлического расчета в узловых точках, а также в начале и в конце участков показаны давления газа;
- диаметры футляров для газопроводов высокого давления приняты согласно таблицы 2 МСП 4.03-103-2005;
- материалы и оборудования, принятые по прайс-листам, согласованы заказчиком;
- стоимость ПИР принята согласно письма ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Актюбинской области» за №04-15/1589 от 28.06.2011 года;

По сметной части:

- Откорректированы объемы работ согласно спецификации проекта;
- Откорректированы объемы работ по земляным работам согласно проекта;
- Откорректирован сметный расчет стоимости строительства согласно ПОС;
- Откорректирована стоимость технадзора согласно РДС РК 1.03-02-2010;
- Откорректирована стоимость экспертизы согласно договора.

После внесение изменений сметная стоимость строительства сложилась следующим образом:

№	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Примечан. (+увел. - умен.)
			Заявлен. до экспертизы	рекоменд уемые к утвержд.	
1	2	3	4	5	6
	Общая сметная стоимость строительства в ценах 2001 года	млн.тенге	98,072	93,638	- 4,434
	в том числе: СМР		95,242	91,127	- 4,115
	Оборудование		1,276	1,276	-
	Прочие затраты		1,552	1,234	- 0,318
	всего общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011-2012 г.г.	млн.тенге	274,826	260,092	- 14,734
	в том числе: СМР		192,122	183,689	- 8,433
	Оборудование		2,575	2,573	- 0,002
	Прочие затраты		80,128	73,828	- 6,300
	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011 года	млн.тенге	100,000	100,000	-
	в том числе: СМР		47,61	48,429	- 0,818
	Оборудование		0,638	0,678	+ 0,040
	Прочие затраты		51,750	50,892	- 0,858

общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2012 года	млн.тенге	174,826	160,092	- 14,734
в том числе: СМР		144,510	135,260	- 9,250
Оборудование		1,937	1,895	- 0,042
Прочие затраты		28,378	22,936	- 5,442

В результате экспертизы сметной документации с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в текущих ценах принята в сумме – 260,092 млн.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 274,826 млн.тенге, общее снижение сметной стоимости по объекту составило в сумме – 14,734 млн. тенге.

7.3. Рекомендации при последующем строительстве объекта :

- рабочий проект подлежит согласованию с контрольно-надзорным органом (экологией) в установленном порядке;

- 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:

8.1. С учетом внесенных изменений и дополнений, рабочий проект «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Абай Хромтауского района Актюбинской области» рекомендуется для утверждения с нижеприведенными основными технико-экономическими показателями:

- общий расход газа - 420 м^3/час.,
- протяженность газопровода высокого давления - 11,500 км
- протяженность газопровода среднего давления - 1,364 км;
- протяженность газопровода низкого давления - 6,300 км;
- в базовых ценах 2001 года - 93,638 млн. тенге;
  в том числе СМР - 91,127 млн. тенге;
  общая сметная стоимость строительства
- в текущих ценах 2011-2012 года - 260,092 млн.тенге;
- в том числе СМР - 183,689 млн.тенге;
- продолжительность строительства - 7 месяцев.

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

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

8. ТҰЖЫРЫМ

8.1. «Ақтебе облысы Хромтау ауданының Абай селосындағы жеткізу газ құбырының және ішікварталдық газ тарату желілерінің құрылысы» жұмыс жобасы ұсынылған өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып төмендегі негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен бекітуге ұсынылады:

- газдың жалпы шығыны - 420 т.м/сағатына,
- жоғары қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы - 11,500 км;.
- орташа қысымды газ құбырының

жалпы ұзындығы - 1,364 км;
- төмен қысымды газ құбырының
жалпы ұзындығы - 6,300 км;
- 2001 жылғы базалық бағадағы
құрылыстың жалпы сметалық құны - 93,638 млн.теңге;
оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары - 91,127 млн.теңге;
- 2011-2012 жылғы ағымдағы бағадағы
құрылыстың жалпы сметалық құны - 260,092 млн.теңге;
оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары - 183,689 млн.теңге
- құрылыстың ұзақтығы - 7 ай.

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

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

Директордың орынбасары	С.Куздибаева
ӨБ бастығы	Т. Табылдин
Жетекші сарапшы	А.Тұрмағанбетова
Бас маман	К.Қандығұлов
Бас маман	Р.Башигулов