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
директорының м.а.

С.Р.Кузбибаева

2010 жылғы 23 желтоқсан №04 – 0753/10

«Ақтөбе облысы Байғанин ауданының Қараулкельды поселкесінде ішкіпоселкелік газ тарату желілерінің құрылысы»
жұмыс жобасы бойынша

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»
И.о. директора
ДГП «Актюбгосэкспертиза»
_____ С.Р.Куздибаева

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№04-0753/10 от 23 декабря 2010 года

по рабочему проекту
«Строительство внутрипоселковых газораспределительных сетей пос.Карауылкельды Байганинского 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 внутрипоселковых газораспределительных сетей пос. Карауылкельды Байганинского района Актюбинской области».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №777 от 04.11.2010г. на экспертизу рабочего проекта «Строительство внутрипоселковых газораспределительных сетей пос.Карауылкельды Байганинского 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 №1 от 5 января 2005 года.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: бюджетные средства

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 от 2010 года;
- постановление акимата Актюбинской области №110 от 14.04.2010 года «О внесений изменений и дополнений в постановление №408 от 23.12.2009г.;
- перечень местных бюджетных инвестиционных проектов на 2010-2012 годы, приложение к постановлению акимата области №232 от 21.12.2009г.;
- справка-подтверждение №258 от 22 ноября 2010 года о количестве потребителей газа с учетом перспективы;
- акт выбора мест пересечения железной дороги на перегоне проектируемы газопроводом низкого давления от 08.10.2009 года
- технические условия №АПФ-144 от 19.08.2009г, выданные АО«КазТрансГаз Аймак»;
- технические условия № 17,18,19,20 на присоедение электрической мощности для электроснабжения проектируемых ГРП №1,2,3,4 от 24.06.10 года;
- технические условия № ЦБТИ 175 и на устройство пересечения проектируемого газопровода низкого давления железнодорожный путей на 159 км перегона Караулкельды – рзд № 174 от 15.01.2010 года.

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организации:

- санитарно-эпидемиологическое заключение по рабочему проекту №1426 от 27.07.2010 г., выданное главным врачом ГСЭН Актюбинской области;
- заключение государственной экологической экспертизы №01-04-1-26/2-954 от 06.08.2010г., выданное Тобыл-Торгайским департаментом экологии;
- согласование начальника отдела архитектуры, градостроительства и строительства Байганинского района;
- согласование № 23-03-10/03/5640 с Департаментом по чрезвычайным ситуациям Актюбинской области от 22.07.2010 года;
- согласование рабочего проекта №19-07-04/593, №19-07-04/654 на переход газопровода через автомобильную дорогу, выданную ГУ «Актюбинский областной департамент Комитета автомобильных дорог» от 15.07.2010 года;
- согласование № 24-13-06-20/230 на дюкерный переход, выданное ГУ «Урало-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов» Актюбинской области от 04.06.200 года;
- согласование № ЦПТИ/897-4 на устройство пересечения газопровода низкого давления железнодорожной линии, выданное ГУ «Урало-Каспийская бассейновая инс-

пекция по регулированию использования и охране водных ресурсов» Актюбинской области от 16.07.2010 года;

- рабочий проект согласован с АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» №2873 от 19.06.2010 года.

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу:

- отчет по топографо-геодезическим работам, выполненный ТОО «Инжегео компании Казахстан» от 2010 г.;
- технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ТОО «Инжегео компании Казахстан» от 2010 г.;
- раздел охраны окружающей среды, выполненный ИП «Саркулова С.К.» от 2010 года;
- пояснительная записка, Том I ;
- рабочие чертежи – внутриплощадочные сети газоснабжения среднего давления – 96 листов, низкого давления - 100 листов;
- альбом – ГРП;
- рабочие чертежи- типовое решение привязанные к заказу №206 (ограждение, прокладка полиэтиленового газопровода);
- 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 программы развития газовой отрасли РК на 2004-2010гг, утвержденной постановлением Правительства РК от 18.07.2004г. №669, решения сессии областного маслихата №232 от 21.12.2009 года «Об областном бюджете на 2010-2012 годы», улучшение социальных условий населения села Карауылкельды – строительством внутрипоселковых газораспределительных сетей зданий и сооружений жилого массива, обеспечивающего природным газом.

6. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Объект расположен в 240 км юго-западнее г. Актобе и представляет собой территорию населенного пункта сельского типа, районного центра Байганинского района.

Поселок Карауылкельды – железнодорожная станция на ж/д Атырау-Актобе. Связь с областным центром – г. Актобе, осуществляется по автодороге и ж\д. Климат района резко- континентальный, с холодной зимой и жарким летом. Растительность степная травянистая, характерная для зоны степей. Застройка поселка в основном одноэтажная. Благоустройство частичное. Инженерные коммуникации представлены водопроводной сетью. Гидрография представлена р.Карауылкельды, протекающей южнее поселка. Река глубоководная, левый берег крутой (22-30м), правый берег более пологий. Вода в реке соленая. **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 42 ^{0}С,
- вес снегового покрова - 70 кгс/м2,
- глубина промерзания грунтов - 1,66-1,73 м.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

Участок работ расположен в пределах полого-волнистой слаборасчленённой холмисто-увалистой равнины, на водораздельном плато р. Караулкельды. Рельеф участка изысканий сравнительно ровный. Абсолютные отметки земли колеблются в пределах 179,50-214,0 м. Общий уклон местности в сторону реки Карауылкелды.

В геологическом строении принимают участие верхнечетвертичные аллювиальные отложения, представленные суглинками, а также меловые отложения, представленные супесями и глинами. Грунтовые воды вскрыты скважинами в южной, юго-западной и юго-восточной частях посёлка на глубине 0,3-3,8 м. Установившийся уровень грунтовых вод 0,0-3,5 м. В период максимума уровень грунтовых вод может повыситься на 1,0-1,5 м относительно зафиксированного. Вода в скважинах по химическому составу гидрокарбонатно-сульфатно-магниево-кальциевая. По сумме минерализации(398-684мг/дм^3) - пресная. Общая жесткость 4,13-11,11 мг- экв/дм^3. Агрессивность грунтовых вод приводится по данным химических анализов воды. Район несейсмичен, менее 6 баллов. Коррозионная активность грунтов к углеродистой стали до глубины 3,0 м от «низкой» до «высокой». Удельное электрическое сопротивление грунтов составляет 1,0-132,0 Ом·м. В расчёт принять «высокую». Коррозионная активность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля «высокая» (содержание pH 6,2-6,8; NO_3- 0,004-0,050 %); Коррозионная активность грунтов к алюминиевой оболочке кабеля «высокая», содержание хлор-ионов 0,009-0,050 %, pH 6,2-6,8. Агрессивность грунтов к бетону:

а) по содержанию сульфатов (100-23820 мг/кг) грунты сильноагрессивные ко всем маркам бетона по ГОСТ 10178-76 и ГОСТ 22266-76.

б) по содержанию хлоридов (105-7875 мг/кг) грунты среднеагрессивные ко всем маркам бетона по ГОСТ 10178-76 и ГОСТ 22266-76. Засоленность грунтов: грунты до глубины 3,0 м по содержанию легко и среднерастворимых солей незасоленные (0,096-5,232 %). Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов по метеостанции Эмба составляет для суглинков и супесей 173 см, для. суглинков и глин 166 см. Максимальная глубина проникания нулевой изотермы 230 см.

6.2. Проектные решения

6.2.1. Генеральный план

Газопровод **высокого давления** II категории предусмотрен от выхода из АГРС до входа в ГРП-1 подземным из полиэтиленовых труб ГАЗ ПЭ 80 SDR 11 диаметром 225 мм с толщиной стенки 20,5 мм по ТУ 6-19-352-87.

Газопровод **среднего давления** предусмотрен подземным способом из полиэтиленовых труб ПНД С ГАЗ ПЭ 80 SDR11 диаметром 400 мм с толщиной стенки 36,4 мм, диаметром 225 мм с толщиной стенки 20,5 мм, диаметром 160 мм с толщиной стенки 14,6 мм , диаметром 125 мм с толщиной стенки 11,4 мм, диаметром 110 мм с толщиной стенки 10,0, диаметром 63 мм с толщиной стенки 5,8 мм по ТУ 6-19-352-87.

Переходы полиэтилен – сталь предусмотрен с помощью переходников ПЭ-ВП/сталь по ТУ 6-19-359-87. Переход с одного диаметра на другой предусмотрен с помощью переходов по ТУ 6-19-359-87. Стальные участки неразъёмного соединения должны быть покрыты изоляцией «весьма усиленного» типа. На выходе из земли, газопровод предусмотрено заключить в стальной футляр, установить отключающее устройство – стальную задвижку тип 30с41нж. Для понижения давления со среднего до низкого и подачи его потребителям предусмотрены шкафные газорегуляторные пункты – ГРПШ-32к/10, ГРПШ-10МС.

Дюкерный переход газопровода среднего давления через реку Карауылкельды предусмотрен из полиэтиленовых труб ПНД С ГАЗ Ø 110 SDR 11 ПЭ 80 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. 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. Для предохранения поверхности трубы полиэтиленового газопровода от повреждения, поверх газопровода предусматривается защитная футеровка из деревянных реек. 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.

Переход газопроводом через а/дорогу Актобе-Атырау ПК 644/245км+598

Проектом разработан переход газопровода под автомобильной дорогой Актобе – Атырау первый переход – ПК 644/245+598. Перед переходом предусмотрено отключающее устройство задвижку Д200мм в надземном исполнении на газопроводе среднего давления и задвижку Д100мм в надземном исполнении на газопроводе низкого давления в ограждении 3м х 6м. Газопровод среднего давления предусмотрен из полиэтиленовых труб диаметром 225 мм с толщиной стенки 20,5 мм, по ТУ 6-19-352-87 SDR 11ПЭ80 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8, и низкого давления – 125 мм с толщиной стенки 11,4 мм по ТУ 6-19-352-87 SDR 11ПЭ80 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8. Переход выполнить методом прокола. Прокладку газопровода среднего и низкого давления в месте пересечения с автомобильной дорогой выполнить в полиэтиленовом футляре диаметром – 630 мм с толщиной стенки 57,3 мм по ТУ 6-19-352-87 SDR 11 ПЭ80 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8. 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. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 концы футляра вывести на расстояние не менее 2,0 м за пределы подошвы насыпи. Концы футляра должны быть уплотнены. При производстве работ промежутки между стенками футляра и рабочей трубой заделываются смоляным канатом. На конце футляра, по ходу газа, устанавливается контрольная трубка. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 концы футляра вывести на расстояние не менее 2,0 м за пределы подошвы насыпи. Концы футляра должны быть уплотнены.

Переход газопроводом через а/дорогу Актобе-Атырау ПК 646/243 км+514

Проектом разработан переход газопровода под автомобильной дорогой Актобе – Атырау 646/243+514. Для отключения подачи газа в аварийных ситуациях, перед пересечением газопровода с автомобильной дорогой проектом предусмотрено отключающее устройство – задвижка Д100мм в надземном исполнении в ограждении. Ограждение необходимо для защиты отключающего устройства от механических повреждений. Газопровод среднего давления предусмотрен из полиэтиленовых труб диаметром 125 мм с толщиной стенки 11,4 мм по ТУ 6-19-352-87 SDR 11ПЭ80 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8. Прокладка газопровода среднего давления в месте пересечения с автомобильной дорогой предусмотрена в полиэтиленовом футляре диаметром – 400 мм с толщиной стенки 36,4 мм по ТУ 6-19-352-87 SDR 11 ПЭ80 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 методом прокола.

Переход газопроводом через а/дорогу Актобе-Атырау ПК 642/247км+905

Проектом разработан переход газопровода под автомобильной дорогой Актобе – Атырау 646/247+905. Для отключения подачи газа в аварийных ситуациях, перед пересечением газопровода с автомобильной дорогой проектом предусмотрено отключающее устройство – задвижка Д50мм в надземном исполнении в ограждении 3, м х 3,0 м. Ограждение необходимо для защиты отключающего устройства от механических повреждений. Газопровод среднего давления предусмотрен из полиэтиленовых труб диаметром 63 мм с толщиной стенки 5,8 мм по ТУ 6-19-352-87 SDR 11ПЭ80 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8. Прокладка газопровода среднего давления в месте пересечения с автомобильной дорогой предусмотрена в полиэтиленовом футляре диаметром – 315 мм с толщиной стенки 28,6 мм по ТУ 6-19-352-87 SDR 11 ПЭ80 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 методом прокола.

Проектом предусматривается **восстановление асфальтового покрытия** в местах пересечения газопровода с проезжей частью.

Газопровод **низкого давления.**

Предусмотрен от ГРП-2,3,4 подземным способом из полиэтиленовых труб SDR 17: Ø400х23,7мм =28,0м; Ø355х21,1мм =8,5м; Ø225х13,4мм =7032,5м; Ø160х9,5мм = 4,0м; Ø125х7,4мм =20785,5м; Ø110х6,6мм =31375,7м; Ø90х5,4мм =949м; Ø63х3,8мм =27851,0м; по ТУ 6-19-352-87.И надземным (по опорам - стальным) из труб стальных Ø 426х6,0мм= 8,0м; Ø 325х6,0мм=16,0м; Ø 219х4,0мм=9,0м; Ø 159х4,0мм=45,5м; Ø 108х3,0мм=581,5м;

Ø 89х3,0мм=472,0м; Ø 57х3,0мм=18052,0м, по ГОСТ10704-91. Глубина заложения подземного газопровода -1,4м. Предусмотрена закольцовка проектируемых газопроводов, установка отключающего устройства в газовом колодце по т. пр. 905-7. Укладка газопровода предусмотрена осуществляться на песчаное основание толщиной не менее 10 см и присыпаться слоем песка на высоту 20 см. Обозначение трассы полиэтиленового газопровода предусматривают путем прокладки вдоль присыпанного (на расстоянии не менее 0,2м) газопровода изолированного алюминиевого или медного провода сечением 4кв.мм с выходом концов его на поверхность под ковер или футляр на выходе из земли и через каждые 2 км. Повороты предусмотрены при помощи отводов по ТУ 6-19-359-87. 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 выходе из ГРП-2,3,4 предусмотрены задвижки в надземном исполнении. Наружный газопровод прокладывается по опорам, высота опор Н=2,2м. Опоры предусмотрены из труб стальных электросварных. Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости стального газопровода предусмотрены 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 предусмотрены ограждения для защиты от падения на газопровод электропроводов.

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, ГРПШ- красным, надписи белым цветом).

Дюкерный переход через реку Карауылкельды предусмотрен из ПЭ труб ПНД С ГАЗ Ø125 SDR11 ПЭ с коэффициентом запаса прочности. Глубина заложения газопровода принята с учетом возможного размыва дна реки. На всем протяжении перехода предусмотрены длинномерные трубы. Для предотвращения всплытия проектом предусмотрена прокладка газопровода в футляре диаметром Ø400х36,4 и его балластировка чугунными пригрузами. Расстояние между балластировочными пригрузами равно 5,0м. Для предохранения поверхности трубы полиэтиленового газопровода от повреждения, поверх газопровода предусматривается защитная футеровка из деревянных реек. 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.

На площадке размещены здания ГРП, там же предусматриваются автомобильные дороги. Предусмотрена выборочная система вертикальной планировки под сооружения и дороги. Насыпь на площадках 0,5-0,8м. Между сооружениями предусматриваются щебеночные дорожки шириной 1,0м слоем 12,0 возвышающиеся над землей на 20,0 см. Откосы насыпи на площадках укрепляются посевом многолетних трав. Предусмотрено ограждение ГРП высотой 1,6м из металлической сетки.

6.2.2. Технологические решения

Для газификации села Караулкельды, с учетом перспективы потребителей газа, гидравлическим расчетом диаметры газопроводов предусмотрены на пропускную способность газа 12 923,0м^3/час. Газификации подлежат с учетом перспективы 3020 жилых домов и 84 - объекты соцкультбыта. Предусмотрена котельная для отопления социальных объектов с расходом газа - 770 м^3/час. с турбинным газовым счетчиком "TZ/FLUXI" G-1600 с максимальным измеряемым расходом 2500 м^3/ч,

Для газификации села с учетом перспективы потребителей газа, гидравлическим расчетом диаметры газопроводов предусмотрены на общий ориентировочный потребляемый расход газа - пропускную способность 113205,48 тыс.м^3/год.

Точка подключения – подземный газопровод высокого давления Д219мм на выходе из АГРС Начало трассы – газопровод среднего и низкого давления предусмотрено от проектируемых ГРП.

Газорегуляторный пункт (ГРП) - предусмотрен для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне – ГРП.

Краткая техническая характеристика:ГРП-1

Давление газа на входе, кгс/см²	5,99
Давление газа на выходе, ксг/см²	3,0
Пределы срабатывания предохранительного клапана, кгс/см²	3,75.

Краткая техническая характеристика: ГРП-2,3,4:

Давление газа на входе, кгс/см²	2,99
Давление газа на выходе, ксг/см²	0,03
Пределы срабатывания предохранительного клапана, кгс/см²	0,0375

Основным элементом газового оборудования ГРП является блок редуцирования, состоящий из последовательно соединенных между собой при помощи катушек входной задвижки, для ГРП-1 регулятор давления РДГ-150НМ и предохранительный сбросной клапан ПСК-50С/300, для ГРП-2 регулятор давления РДГ-150НМ и предохранительный сбросной клапан ПСК-50Н\5; для ГРП-3 регулятор давления РДГ-80НМ и предохранительный сбросной клапан ПСК-50Н\5 ; для ГРП-4 регулятор давления РДГ-80НМ и предохранительный клапан ПСК-50Н/5. В ГРП предусмотрена установка блока редуцирования: с 6,0 кгс\см^2 до 3,0 кгс\см^2 , с 2,99 кгс\см^2 до 0,03 кгс\см^2 .

Для понижения давления с Р=0,3 МПа до Р=0,0025 МПа и поддержания его на заданном уровне предусмотрена установка шкафного газорегуляторного пункта типа ГРПШ 10МС, ГРПШ-32к/10.

Основные технические показатели:

- Общая протяженность газопровода		- 128,238 км,
в т.ч: газопровод высокого давления		- 0,80 км
газопровод среднего давления		- 20,22 км.,
газопровод низкого давления		- 107,218 км,
- Установка задвижек	Д 200 мм	- 10 шт,
	Д 150 мм	- 8 шт,
	Д 100 мм	- 7 шт,
	Д 80 мм	- 8 шт,
	Д 50 мм	- 47 шт.
	Д 400 мм	- 2 шт,
	Д 300 мм	- 2 шт.
- Кранов	Д 32 мм	- 8 шт,
	Д 15 мм	- 4 шт.

Гидравлический расчет газопровода :

	Наименование	Ед.изм.	Газопровод среднего давления	Газопровод низкого давления
	2	3	4	5
	Количество домов	шт	3020	
	Количество коммунально-бытовых предприятий	Шт	84	
	Тип и количество ГРП	шт	4 (ГРП) 26 (ГРПШ 10МС) 17 (ГРПШ 32к/10)	
	Расход газа годовой,	тыс.м^3/год	113 205,48	
	Расход газа	м^3/час	12 923,0	
	Внутренний диаметр трубы	см.	5,0÷32,7	4,78÷41,40
	Длина газопровода	м	20 220,0	107 218,0

Контроль качества сварных стыков согласно МСН 4.03-01-2003 табл. 15 составляет для среднего давления полиэтиленового газопровода со средней степенью автоматизации – 25%. Контроль качества сварных стыков стального подземного газопровода низкого давления согласно МСН 4.03-01-2003г. по табл. 14 составляет -10%. Контроль качества сварных стыков стального надземного газопровода низкого давления согласно МСН 4.03-01-2003г. по табл. 14 составляет -5%. Контроль качества сварных стыков полиэтиленового газопровода низкого давления со средней степенью автоматизации согласно МСН 4.03-01-2003г. по табл.15 составляет - 6%.

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

Испытания подземных газопроводов следует производить после их монтажа в траншее и присыпке выше верхней образующей трубы не менее чем на 0,2 м или после полной засыпки траншеи. До начала испытаний на герметичность газопровод следует выдерживать под испытательным давлением в течении времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта (МСН 4.03-01-2003 п.10.5.5).

Значение испытательного давления и время выдержки под давлением стальных и полиэтиленовых подземных газопроводов принимают: для полиэтиленовых газопроводов среднего давления – 0,6 МПа в течении 24 часов; для подземных полиэтиленовых газопровода низкого давления – 0,3 МПа в течении 24 часа; надземного стального газопровода низкого давления – 0,6 МПа в течении 24 часа.

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

6.2.3. Архитектурно-строительные решения

Здание предусмотрено с несущими стенами из силикатного кирпича на цементно-песчаном растворе марки М 25 с размерами в осях 4,90м х 5,20м (ГРП-2,3,4) и размерами в осях 6,38х6,71 (ГРП-1), высотой от уровня пола до перекрытия 3,0м.Степень огнестойкости здания I. Помещение газового оборудования - взрывопожаробезопасное категории А. Под всеми стенами и перегородками предусмотрена гидроизоляцию на отметке -0,030 из цементно-песчаного раствора состава 1:2. Перекрытие – железобетонные многопустотные плиты. Перемычки сборные железобетонные. Вокруг здания - асфальтобетонная отмостка толщиной 30мм по щебеночному основанию толщиной 120мм шириной 1 м.

6.2.4. Инженерное обеспечение, сети и системы

Отопление и вентиляция

Отопление здания ГРП предусмотрено с естественной циркуляцией от автоматического газового водонагревателя АОГВ-11,6. Система отопления -тупиковая с верхней разводкой. В качестве нагревательных приборов приняты регистры из гладких труб. Горизонтальные трубопроводы прокладываются с уклоном 0,003. Удаление воздуха осуществляется через расширительный бак. Наполнение системы отопления предусматривается вручную привозной водой из запасной емкости. Нагревательные приборы и трубопроводы окрасить масляной краской за 2 раза. ***Вентиляция*** предусмотрена приточно- вытяжная, естественная вентиляция, обеспечивающая 3х кратный воздухообмен в час. Приток осуществляется через отверстия с жалюзийными решетками, расположенными на 0,5м от пола. Вытяжка осуществляется дефлекторами, устанавливаемыми на кровле. После монтажа трубы окрашиваются масляной краской за 2 раза.

Электроснабжение. Проект электроснабжения проектируемого ГРП №1 выполнен на основании ТУ №17 от 24.06.2010г., выданных Байганинским УЭС ТОО РЭК

«Энергосистема». Электроснабжение ГРП №1 напряжением 220В производится от РУ-0,4кВ ТПКЕ-1207 «Адеми» мощностью 25кВА.

Предусмотрено строительство ВЛ-0,23кВ от ТПКЕ-1207 до ГРП №1 на железобетонных опорах из стоек СВ105 и СВ95-2 по типовому проекту 3.407.1-136 выпуск 1 с подвеской проводов марки АС-25 на изоляторах ТФ-20.

Переход ВЛ-0,23кВ через автодорогу «Актобе-Атырау» предусмотрен на повышенных опорах из стоек СВ105 с надставками с двойным креплением проводов на изоляторах ШФ-20 по типовому проекту 3.407.1-143 выпуск 5.

Проект электроснабжения проектируемого ГРП №2 выполнен на основании ТУ №18 от 24.06.2010г., выданных Байганинским УЭС ТОО РЭК «Энергосистема». Электроснабжение ГРП №2 напряжением 220В производится через сети 10/0,4кВ ГУ «Отдел архитектуры, градостроительства и строительства Байганинского района».

Питание осуществляется отпайкой от опоры ведомственной ВЛ-0,4кВ, отходящей от РУ-0,4кВ ТП-10/0,4кВ, запитанной с ячейки №1 ПС-110/35/10кВ «Караулкельды».

Предусмотрено строительство ВЛ-0,23кВ от опоры отпайки существующей ВЛ-0,4кВ до ГРП №2 на железобетонных опорах из стоек СВ105 и СВ95-2 по типовому проекту 3.407.1-136 выпуск 1 с подвеской проводов марки АС-35 на изоляторах ТФ-20.

Переход ВЛ-0,23кВ через автодорогу «Актобе-Атырау» предусмотрен на повышенных опорах из стоек СВ105 с надставками с двойным креплением проводов на изоляторах ШФ-20 по типовому проекту 3.407.1-143 выпуск 5.

Проект электроснабжения проектируемого ГРП №3 выполнен на основании ТУ №19 от 24.06.2010г., выданных Байганинским УЭС ТОО РЭК «Энергосистема». Электроснабжение ГРП №3 напряжением 220В производится отпайкой от существующей опоры №16 ВЛ-0,4кВ, отходящей от РУ-0,4кВ ТПКЕ-807 «Ветлаборатория» мощностью 100кВА.

Предусмотрено строительство ВЛ-0,23кВ от опоры отпайки существующей ВЛ-0,4кВ до ГРП №3 на железобетонных опорах из стоек СВ105 и СВ95-2 по типовому проекту 3.407.1-136 выпуск 1 с подвеской проводов марки АС-25 на изоляторах ТФ-20.

Проект электроснабжения проектируемого ГРП №4 выполнен на основании ТУ №20 от 24.06.2010г, выданных Байганинским УЭС ТОО РЭК «Энергосистема». Электроснабжение ГРП №4 напряжением 10/0,4кВ производится отпайкой от существующей опоры №13 действующей ВЛ-10кВ, отходящей с ячейки №1 ПС-110/35/10кВ «Караулкельды».

Проектом предусматривается строительство ВЛ-10кВ от опоры отпайки действующей ВЛ-10кВ до проектируемой КТП-10/0,4кВ возле ГРП №4 на железобетонных опорах из стоек СВ105 по типовому проекту 3.407.1-143 с подвеской проводов марки АС-50 на изоляторах ШФ-20. На концевых опорах предусматривается изолирующая гирлянда из подвесных изоляторов ПС-70Е с линейной арматурой.

Предусматривается установка комплектной трансформаторной подстанции КТП-10/0,4кВ мощностью 25кВА с устройством контурного заземления. Вводы в здания ГРП №1 – ГРП №3 от концевых опор ВЛ-0,4кВ выполнены кабелями марки ВВГ 2×6мм² воздушной перекидкой, ввод в ГРП №4 от КТП-10/0,4кВ выполнен кабелем марки ВБбШв1-2×6мм² в траншее.

Расчетная нагрузка на вводе в ГРП №1 составляет 1,17кВт; расчетная нагрузка на вводах в ГРП №2 – ГРП №4 составляет 2,61кВт.

В качестве распределительного устройства проектируемых газораспределительных пунктов (ГРП №№1-4) принят осветительный щит типа ЯОУ-8502. Проектом предусматривается рабочее освещение напряжением 220В и ремонтное освещением напряжением12В. В качестве понижающего устройства принят ящик типа ЯТП-0,25 с понижающим трансформатором ОСО-0,25 (220/12В,250Вт). Учет электроэнергии производится однофазным счетчиком типа СОЭ-411, установленным в распределитель-ном щите.

Во взрывоопасных зонах (помещение технологического оборудования и вход в данное помещение) предусматривается установка взрывозащищенных светильников типа НЧБ. В помещениях электрооборудования и отопительного оборудования устанавливаются светильники с лампами накаливания типа НПП03, над входами в данные помещения устанавливаются светильники ПЛ11. Осветительные сети выполнены проводами марок ПВ3, ППВС3 сечениями 1,5мм² и 2,5мм² и кабелем марки ВВГ 3×1,5мм².

Защита от прямых ударов молнии предусмотрена молниеприемной сеткой, которая монтируется на крыше ГРП и соединяется токоотводами с наружным контуром заземления. Наружное заземление выполняется из угловой стали 63×63×6мм длиной 3м и полосовой стали 40×4мм. Для защиты от электрической индукции и статического электричества внутри здания ГРП прокладывается контур заземления из полосовой стали 4×20мм, который присоединяется к наружному контуру заземления.

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

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

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

6.2.4. 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 расположения участка строительства по всем загрязняющим ингредиентам находятся в пределах 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.

Также в период неблагоприятных метеоусловий (штормовые предупреждения) предусматриваются:
- отключение агрегатов и технологических линий,
- укрытие строительных материалов на время НМУ,
- ограничение движения автотранспорта на время НМУ.

6.2.5. 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 16 месяцев, в том числе подготовительный период составляет – 0,5 месяца.

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 1-9.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 4.1.2) по выпуску сметной документации в ценах 2001года.

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

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

Дополнительные затраты определены:

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

Переход сметной стоимости строительства от базового уровня цен 2001 года на текущий уровень выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2011-2012 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.

Согласно сводного сметного расчета стоимость строительства определилась:

- Общая сметная стоимость строительства		
в базовых ценах 2001 года.		- 410 025,055 тыс.тенге;
в том числе	СМР	- 397 770,602 тыс.тенге;
	оборудование	- 5 742,530 тыс.тенге;
	прочие затраты	- 6 511,924 тыс.тенге.
- Общая сметная стоимость строительства		
в текущих ценах 2011-2012 года.		- 976 728,745 тыс.тенге;
в том числе	СМР	- 785 019,524 тыс.тенге;
	оборудование	- 11 333,161 тыс.тенге;
	прочие затраты	- 180 376,060 тыс.тенге.
- Общая расчетная стоимость		
в текущих ценах 2011 года.		- 495 811,731 тыс.тенге;
в том числе	СМР	- 379 293,510 тыс.тенге;
	оборудование	- 5 475,780 тыс.тенге;
	прочие затраты	- 111 042,441 тыс.тенге;
- Общая расчетная стоимость		
в текущих ценах 2012 года.		- 480 917,014 тыс.тенге;
в том числе	СМР	- 405 726,014 тыс.тенге;
	оборудование	- 5 857,381 тыс.тенге;
	прочие затраты	- 69 333,619 тыс.тенге.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Оценка принятых проектных решений:

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В целом рабочий проект разработан в необходимом объеме в соответствии с заданием на проектирование и основным техническим требованиям нормативных документов в строительстве, действующих на территории Республики Казахстан.

7.2. Результаты экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям ДГП «Актюбгосэкспертиза» в рабочий проект внесены следующие изменения и дополнения:

- представлено письмо-подтверждение от заказчика за №270 от 7 декабря 2010 г. о количестве потребителей существующих и проектируемых с учетом перспективы;
- представлен расчет выбора марки SDR в зависимости от испытательного давления и коэффициента запаса прочности;
- рабочий проект выполнен в соответствии с техническим регламентом «Общие требования к пожарной безопасности», п.161, утвержденного постановлением Правительства РК от 16 января 2009 года №14;
- представлено письмо зам.акима Актюбинской области №03-4/4547 от 21 декабря 2010 года о строительстве объекта в 2011-2012 годы.

По разделу электроснабжения:

- уточнена нагрузка на вводе в ГРП №1.
- вводы в здание ГРП №1 – ГРП №3 до распределительных устройств в электрощитовой выполнены кабелем с алюминиевыми жилами.
- возле ГРП №4 вместо КТП-25/10/0,4кВ предусмотрена КТПН-10/0,23 мощностью 4кВт.
- ВЛ-10кВ предусмотрены проводами марки АС-35 сечением 35мм². В спецификации добавлены стойки СВ105 для подкосов концевых опор ВЛ-10кВ (2 шт.), исключен из спецификации трехфазный счетчик электроэнергии.

По сметной части:

- стоимость оборудования, изделий и материалов, отсутствующих в действующей нормативной базе и принятые по ценам поставщиков, обоснована и согласована заказчиком ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Актюбинской области», в соответствии СНиП РК 1.02-01-2007*, письмо №04-24/1735 от 23 августа 2010 года;
- сметная документация откорректирована, согласно замечаниям по технической части проекта и спецификаций.

После внесения изменений сметная стоимость строительства сложилась следующим образом:

№	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Примечание (+увеличение, -уменьшение)
			Заявленные до экспертизы	Рекомендуемые к утвержд.	
1	2	3	4	5	6
1	Общая стоимость строительства в базовых ценах 2001 года в том числе: СМР оборудование прочие затраты	тыс. тенге	410 025,055 397 770,602 5 742,530 6 511,924	406 645,545 394 706,057 5 469,170 6 470,317	- 3 379,510 - 3 064,545 - 273,360 - 41,607
2	Общая стоимость строительства в текущих ценах 2011-2012гг в том числе: СМР оборудование прочие затраты	тыс. тенге	976 728,745 785 019,524 11 333,161 180 376,060	969 174,131 778 971,496 10 793,671 179 408,964	- 7 554,614 - 6 048,028 - 539,490 - 967,096

В результате экспертизы сметной документации с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в текущих ценах принята в сумме – 969174,131 тыс.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 976728,745 тыс.тенге, общее снижение сметной стоимости по объекту составило в сумме – 7 554,614 тыс. тенге.

7.3. Рекомендации при последующем строительстве объекта :

- в процессе производства строительно-монтажных работ следует соблюдать сновные требования безопасности согласно СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и ехника безопасности в строительстве», СНиП РК 1.03.06-2002* «Строительное произодство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений», а также учыать эти нормативы при разработке проектов производства работ.

8. ВЫВОД:

8.1. С учетом внесенных, по замечаниям и предложениям ДГП «Актюбгосэкспертиза» изменений и дополнений, рабочий проект «Строительство внутрипоселковых газораспределительных сетей пос. Карауылкельды Байганинского района Актюбинской области» рекомендуется для утверждения с нижеприведенными основными технико-экономическими показателями:

- протяженность газопровода высокого давления	- 0,800 м
- протяженность газопровода среднего давления	- 20,220 км;
- протяженность газопровода низкого давления	- 107,218 км;
- ГРП	- 4 шт.,
- ГРПШ	- 43 шт.
- общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года	- 406,645 млн.тенге;
в том числе: СМР	- 394,706 млн.тенге;
- общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011-2012 года	- 969,174 млн.тенге;
в том числе: СМР	- 778,971 млн.тенге;
- продолжительность строительства	- 16 мес.

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

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

8. ТҰЖЫРЫМ

8.1. «Ақтөбеменсараптама» ЕМК-ның ескертулері мен ұсыныстары бойынша гізілген өзгерістерді және толықтыруларды ескере отырып, «Ақтөбе облысы Байғанын данының Қараулкельды поселкесінде ішкіпоселкелік газ тарату желілерінің құрылысы» мыс жобасы төмендегі келтірілген негізгі техника- экономикалық көрсеткіштерімен кітілуге ұсынылады:

- жоғары қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы	- 0,800 км;.
- орташа қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы	- 20,22 км;
- төмен қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы	- 107,218 км;
- ГРП	- 4 шт.,

- ГРПШ - 43 шт.

- 2001 жылғы базалық бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны - 406,645 млн.теңге;
оның ішінде: ҚМЖ - 394,706 млн.теңге;

- 2011-2012 жылғы ағымдағы бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны - 969,174 млн.теңге;
оның ішінде: ҚМЖ - 778,971 млн.теңге;

- құрылыстың ұзақтығы - 16 ай.

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

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

ӨБ бастығы Т. Табылдин

Жетекші сарапшы А.Тұрмағанбетова

Сарапшылар: Б.Досмуратов

Б.К.Калменов