ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ИНДУСТРИЯ ЖӘНЕ САУДА МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ - КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ КОМИТЕТІ
"ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ" РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫ

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

МИНИСТЕРСТВО ИНДУСТРИИ И ТОРГОВЛИ
КОМИТЕТ ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО - КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ"

«Ақтөбемемсараптама» ЕМК

«БЕКІТЕМІН»:
«Ақтөбемемсараптама» ЕМК
директорының м.а.

_____ С.Р. Куздибаева

2010 жылғы 29 желтоқсан № 04 -0771/10

«Ақтөбе облысы Мұғалжар ауданының Бірлік селосына жеткізуші газ құбырының және кварталішілік 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

ИНДУСТРИЯ ЖӘНЕ САУДА МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ - КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ КОМИТЕТІ
"ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ" РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫ

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

МИНИСТЕРСТВО ИНДУСТРИИ И ТОРГОВЛИ
КОМИТЕТ ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО - КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ"

ДГП «Актюбгосэкспертиза»

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 04-0771/10 от 29 декабря 2010 года

по рабочему проекту
«Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в с.Бирлик Мугалжарского района Актюбинской области»

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

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Гипрогаз Кампани»,
город Актобе

город Актобе

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в с.Бирлик Мугалжарского района Актюбинской области»

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №840 от 06.12.2010 г. на экспертизу рабочего проекта «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в с.Бирлик Мугалжарского района Актюбинской области»

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

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Гипрогаз Кампани», лицензия ГСЛ № 013551 от 29 декабря 2003 года, выданная Комитетом по делам строительства Министерства индустрии и торговли РК, подтверждение от 23 ноября 2009 года.

Приказ о назначении главного инженера проекта №2 от 02.06.2010 года.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

- задание на проектирование, утвержденное зам.Акима Актюбинской области от 21.06.2010 года;
- перечень местных бюджетных инвестиционных проектов на 2010-2012 годы, Управления энергетики и коммунального хозяйства, код программы 7.02.279.004.000 «Газификация населенных пунктов»;
- постановление №516 от 11.11.2010 года о выделении земельного участка и составление акта выданного Акимом Мугалжарского района;
- акт выбора и обследования земельного участка №26 от 12 октября 2010 года;
- свидетельство №21 об оценке состояния измерений в лаборатории, исследования грунтов, выданное 30.06.2009 года(действителен до 30.06.2012 года) Актюбинским филиалом АО «Национальный Центр Экспертизы и Сертификации»;

Технические условия:

- №297/588 от 28.06.2010 года на присоединение к электри-ческим сетям, выданные ТОО «Энергосистема»;
- №29-12-1121 от 23 июля 2010 г., выданные Управлением «Актобеэнергонефть» АО«СНПС Актобемунайгаз»;
- на пересечение газопроводом среднего давления №2-60-2242 от 29 июля 2010 г., выданные АО «Интергаз Центральная Азия»;
- №АПФ-022 от 16 июня 2010 г., выданные АО«КазТрансГаз Аймак».

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организации:

- согласование проектной документации №482-4811-1251 от 23 ноября 2010 года, выданное УМГ «Актобе» филиала АО «Интергаз Центральная Азия»;
- согласование проектной документации №1252 от 07 октября 2010 года, выданное АО «КазТрансГаз Аймак»;
- согласование проектной документации Эмбинским УЭС ТОО «Энергосистема» от 24 ноября 2010 года;
- согласование №5д2593 от 20.11.2010г., выданное Департаментом по чрезвычайным ситуациям Актюбинской области,
- согласование проектной документации «Отделом архитектуры и градостроительства Мугалжарского района» от 24 ноября 2010 года;
- санитарно-эпидемиологическое заключение по рабочему проекту №2071 от 09.11.2010 г., выданное главным государственным санитарным врачом ГСЭН Актюбинской области;

- заключение государственной экологической экспертизы №01-04-1-26/2-1428 от 26.11.2010г., выданное Тобыл-Торгайским департаментом экологии;

- заключение по рабочему проекту №24-13-06-20/467 от 30.11.2010 года, выданное Актюбинским отделом ГУ «Урало-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов».

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу:

- пояснительная записка, том I;
- сметные материалы, том II;
- паспорт проекта, том III;
- проект организации строительства, том IV;
- внеплощадочные сети газопровода высокого давления II категории в с.Бирлик, альбом 1;
- внеплощадочные сети газопровода высокого давления II категории к с.Бирлик, переходы через реки, автодорогу, магистральные газопроводы, альбом 2;
- газорегуляторный пункт, альбом 3;
- внутриплощадочные сети газопровода низкого давления в с.Кумжарган, альбом 4;
- внутриплощадочные сети газопровода среднего и низкого давления в с.Бирлик, альбом 5;
- технический отчет по топографо-геодезическим работам;
- технический отчет об инженерно-геологических изысканиях;

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 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 Бирлик в результате строительства подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей.

6.ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Участок проектируемого газопровода расположен в 30 км от г. Эмба. Поселок Бирлик расположен в 5 км от железнодорожной станции Бирлик. От г. Актюбинска до объекта -230 км.

По агроклиматическим условиям территория поселка относится к зоне сухих степей. Зима сухая, суровая. Продолжительность зимы с устойчивым снежным покровом около 150-130 дней. Годовая сумма осадков 225-250 мм. Вегетационный период 170-180 дней. Летний период длительный, довольно жаркий. Максимум осадков в год приходится на летние месяцы: в июне выпадает 30-50 мм, в июле 20-40 мм, в августе 30-50 мм. Несмотря на это, летний сезон выражен резкой засушливостью. Причиной тому служит усиленное испарение влаги из почвы, частые ветры и высокая температура воздуха. Абсолютный минимум температур достигает -45°. Летний период длительный, довольно жаркий и сухой. Абсолютный максимум достигает +40°, +45°.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, рассчитанная в соответствии со СНиП РК 5.01-01-2002 «Основания зданий и сооружений» и СНиП РК 2.04-01-2001 «Строительная климатология», равна для суглинков и глин 1,70 м; для супесей, мелких и пылеватых песков 2,02 м; для песков средних до гравелистых 2,16 м; для крупнообломочных грунтов 2,45 м. Расчетная глубина сезонного промерзания составляет 1,87 м; 2,23 м; 2,38 м и 2,70 м соответственно.

В соответствии с материалами площадных геотехнических изысканий основание участка сложено толщей аллювиальных и делювиальных песчаных грунтов,

характеризующихся низкой естественной влажностью. Грунтовые воды скважинами не вскрыты до глубины 8,0 м от дневной поверхности. Появление грунтовых вод в указанном интервале глубин не прогнозируется.

В результате проведенных инженерно-геологических изысканий изучены геолого-литологические разрезы по оси газопровода. В рамках выполненных геотехнических изысканий пробурены 62 инженерно-геологических скважин глубиной 3,0-6,0 м. Геолого-литологический разрез в пределах участка работ характеризуется значительной изменчивостью как по мощностям, так и по распространению литологических разностей грунтов.

Грунтовые воды расположены в руслах рек и вскрыты на глубине от 0 до 1,5 м от дневной поверхности.

В разрезе участка выделены пять инженерно-геологических элемента.

По оси газопровода почвенный слой отличается своей малогумусированностью. Его толщина составляет – 10 см. В руслах рек почвенный слой отсутствует.

Инженерно-геологический элемент № 1 (ИГЭ-1) вскрыт на участке скважиной под почвенным слоем в интервале глубин от 0,1 до 2,0 м. Грунт представлен глиной тяжелой, пылеватой, коричневой, твердой консистенции, маловлажной, средней плотности. Мощность слоя 2,0 м. Залегает от Пк 76 до Пк 107; Пк 158-164.

Инженерно-геологический элемент № 2 (ИГЭ-2) вскрыт скважинами в интервале глубин от 0,1 до 3,0 м. Грунт представлен как песок барханный, желтый, сухой, маловлажный, рыхлый. Мощность слоя 3,0 м. Залегает от Пк 0 до Пк 4; Пк 17-76; Пк 107-115; Пк 125-158.

Инженерно-геологический элемент № 3 (ИГЭ-3) вскрыт скважинами в руслах рек. Грунт представлен песком гравелистым, водоносным. Мощность слоя 4,5 м. Залегает от Пк 5 -Пк 11+50; Пк 115-125; Пк 164-167.

Инженерно-геологический элемент № 4 (ИГЭ-4) залегает небольшим по протяжении слоем в п. Кумжарган с Пк 4 до Пк 5 и Пк 11+50 – Пк 17. Мощность слоя 1,0-1,5 м.

Инженерно-геологический элемент № 5 (ИГЭ-5) залегает в п. Бирлик с Пк 167 - Пк 170. Мощность слоя 2,0 м. Представлен супесью, твердой, песчанистой, коричневой, просадочной – I типа.

Коррозионная активность грунтов:

- к углеродистой стали «высокая»;
- к алюминиевым оболочкам кабеля – «высокая»;
- к свинцовым оболочкам кабеля –«высокая».

Засоленность и степень агрессивности грунтов: по классификации СТ РК 25100-2002 грунты не засоленные.

6.2. Проектные решения

6.2.1. Генеральный план

Проходит газопровод по всхолмленной равнине пересекая три водных русла, два раза р.Кумжарган и р. Эмба. Газопровод обходит по краю большой барханный массив песков Кумжарган тем не менее трасса газопровода пересекает полузакрепленные высокие барханные участки сложенные песком мелким, барханным, сухим. С пикета 76 по пикет 107 – 3 км газопровод проходит по равнине сложенной глинами.

Газопровод высокого давления II категории от точки врезки до ГРП представлен полиэтиленовой трубой ПНД Т ГАЗ SDR11 ПЭ100 диаметром Ø200 мм с толщиной стенки 18,2 мм. На ПК 8+84 к с. Кумжарган газопровод высокого давления II категории представлен полиэтиленовой трубой ПНД Т ГАЗ диаметром Ø63 мм с толщиной стенки 5,8 мм. Средняя глубина заложения газопровода – 1,20 м.

Газопровод среднего давления от ГРП, установленном в с. Бирлик, представлен полиэтиленовой трубой ПНД С ГАЗ SDR11 ПЭ100 диаметром Ø63 мм с толщиной стенки 5,8 мм, низкого давления – полиэтиленовой трубой ПНД С ГАЗ SDR11 ПЭ100 диаметром 200 мм с толщиной стенки 18,2 мм; диаметром 160 мм с толщиной стенки 14,6 мм; 110 мм

с толщиной стенки 10,0 мм; диаметром 90 мм с толщиной стенки 8,2 мм; диаметром 63 мм с толщиной стенки 5,8 мм.

Газопровод низкого давления от ГРПШ-07-01У, предусмотренного в с.Кумжарган, представлен полиэтиленовой трубой ПНД С ГАЗ SDR 17 ПЭ100 диаметром 90 мм с толщиной стенки 8,2 мм; диаметром 63 мм с толщиной стенки 5,8 мм. Средняя глубина заложения газопровода среднего давления – 1,20 м.

6.2.2. Технологические решения

Внеплощадочные сети

Газопровод высокого давления II категории от точки врезки до ГРП, расположенного в с. Бирлик, предусмотрен подземным способом из полиэтиленовых труб ПНД Т ГАЗ ПЭ 100 SDR11 диаметром 200 мм с толщиной стенки 18,2 мм и от ответвления к с. Кумжарган до ГРПШ, расположенного в с. Кумжарган диаметром 63 мм с толщиной стенки 5,8 мм. Контроль качества сварных стыков для среднего давления полиэтиленового газопровода со средней степенью автоматизации – 50%. Переходы полиэтилен – сталь предусмотрены с помощью переходников ПЭ-ВП/сталь. Стальные участки неразъёмного соединения покрываются изоляцией «весьма усиленного» типа. В точке врезки устанавливается шкафной узел учёта расхода газа. На выходе из земли перед ГРП газопровод заключается в стальной футляр, устанавливается отключающее устройство – стальная задвижка на расстоянии не ближе 5,0 м и перед ГРПШ-07-01У, установленном в с.Кумжарган. Для понижения давления с высокого до среднего и низкого и подачи его потребителям предусмотрено строительство газорегуляторного пункта, установленного в с. Бирлик, с регуляторами давления газа РДГ-50 ВМ (Ø седла 35мм) и РДГ-50НМ (Ø седла 30мм) и узлом учета расхода газа DELTA G-100 с диапазоном 1:160. ГРП предусмотрен в ограждении 18м х 12м. Для понижения давления с высокого до низкого и подачи его потребителям предусмотрена установка шкафного газорегуляторного пункта ГРПШ-07-01У, установленного в с.Кумжарган. ГРПШ предусмотрен в ограждении 6м х 3м.

Укладка газопровода и соединений предусмотрена на песчаное основание толщиной не менее 10 см и предусмотрена присыпка слоем песка не менее 20см. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода предусмотрена прокладка вдоль газопровода (на расстоянии 0,2-0,3 м) изолированного алюминиевого провода сечением 2,5мм^2 с выводом его концов под ковер в специальных контрольных точках, располагаемых на расстоянии 1,5 км друг от друга для возможности подключения аппаратуры. Через каждые 500м и на углах поворота газопровода предусмотрены опознавательные столбики с правой стороны газопровода (по ходу газа) на расстоянии 1,0 м от газопровода. В целях предотвращения механического повреждения газопровода предусмотрена пластмассовая сигнальная лента жёлтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ!». На участках пересечений газопровода 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, газопровод заключается в полиэтиленовый футляр. Газопровод пересекает естественные и искусственные преграды: реку Кумжарган от ПК 10 до ПК 12, от ПК 117 до ПК 119; магистральные газопроводы от ПК 25+55,0 до ПК 26+30,0; автодорогу от ПК 78+53,0 до ПК 80+6,0; и реку Эмба от ПК 166+50,0 до ПК 169. Пересечение с реками предусмотрено дюкерным способом. Пересечение с автодорогой – методом прокола. Перед пересечениями предусмотрено отключающее устройство – задвижка ду-200 ЗКЛ 2-16 в надземном исполнении в ограждении 3м х 3м.

Переход через реку Кумжарган от ПК 10 до ПК 12, ПК 117 до ПК 119, через реку Эмба от ПК 166+50 до ПК 169 предусмотрен из полиэтиленовых труб ПНД Т ГАЗ Ø 200х18,2 SDR 11 ПЭ 100. Глубина заложения газопровода принята с учетом возможного размыва дна реки. На всем протяжении перехода приняты длинномерные трубы. Для предотвращения всплытия предусмотрена прокладка газопровода в футляре диаметром Ø 400х36,4 и его балластировка чугунными пригрузами. Для предохранения поверхности

трубы полиэтиленового газопровода от повреждения, поверх газопровода предусмотрена защитная футеровка из деревянных реек.

На берегах реки проектом предусмотрена установка берегового указательного знака. При разработке подводной траншеи предусмотрено крепление откосов деревянными щитами. В низших точках по профилю газопровода предусмотрены конденсатосборники. От воздействия электрохимической коррозии конденсатосборник защищается покрытием «весьма усиленного типа» полиэтиленовыми липкими материалами и установкой протекторов ПМ-10У.

Переход через магистральные газопровода от ПК 25+55 до ПК 26+30.

Газопровод прокладывается в стальном футляре диаметром 325 мм с толщиной стенки 6 мм, на глубине 400 мм от верха стального футляра до нижней образующей трубы магистрального газопровода под углом 90^0. От воздействия электрохимической коррозии стальной футляр защищается покрытием «весьма усиленного типа» полиэтиленовыми липкими материалами и установкой протекторов ПМ-10У. Проектируемый газопровод на переходе предусмотрен из полиэтиленовых труб диаметром 200х18,2мм Т ГАЗ SDR 11 ПЭ 100.

Переход через автодорогу от ПК 78+53 до ПК 80+6,0 предусмотрен газопроводом высокого давления II категории. Газопровод на переходе предусмотрен из полиэтиленовых труб диаметром 200х18,2 мм Т ГАЗ SDR 11 ПЭ 100. Переход предусмотрен методом прокола. Глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ методом прокола, не менее 2,5 м от подошвы насыпи. Прокладка газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой выполняется под углом 90^0 в полиэтиленовом футляре ø 355х28,6 мм. Концы футляра герметизируются эластичным герметиком и закрываются резиновыми манжетами с закреплёнными хомутами. Переход обозначается указательными знаками. Переход полиэтилен-сталь выполняется с помощью переходников ПЭ-ВП/сталь по ТУ 6-19-359-87. Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости выполняется при помощи отводов по ТУ 6-19-352-87.

Внутриплощадочные сети п.Кумжарган(низкое давление).

Газопровод низкого давления запроектирован подземным способом из полиэтиленовых труб SDR 17, Ø90х5,4мм; Ø63х3,8мм по ТУ 6-19-352-87 и надземным (по опорам) способом из труб стальных электросварных Ø57х3,0мм; Ø32х2,0мм; Ø 25х2,0мм; Ø 22х2,0мм по ГОСТ 10704-91 из стали В-Вст2сп2 ГОСТ1050-88. Глубина заложения подземного газопровода -1,4м.

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 присыпанного газопровода (на расстоянии 0,2-0,3 м) изолированного алюминиевого провода сечением 2,5 $мм^2$ по ГОСТ 6323-79 с выводом его концов под ковер в специальных контрольных точках для возможности подключения аппаратуры. Повороты выполняются при помощи отводов по ТУ 6-19-359-87. В целях предотвращения механического повреждения газопровода предусматривается пластмассовая сигнальная лента жёлтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ!» по ГОСТ 10354-82 от верха присыпанного газопровода на 0,2 м. На участках пересечений газопровода 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, газопровод заключается в полиэтиленовый футляр. Проектом предусматривается параллельная (в одной траншее) прокладка газопровода среднего и низкого давлений. Расстояние между двумя полиэтиленовыми газопроводами, проложенными в одной траншее не менее диаметра большего газопровода, но не менее 0,1 м.

Надземный газопровод прокладывается по опорам, высота опор Н=2,2м. Опоры предусмотрены из труб стальных электросварных. Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости стального газопровода выполняют с помощью отводов. Переход газопровода с одного диаметра на другой выполняют с помощью переходов. В

местах пересечения ВЛ, ЛЭП с надземными газопроводами предусматривают 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.

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

Внутриплощадочные сети п.Бирлик (среднее давление).

Газопровод среднего давления запроектирован подземным способом из полиэтиленовых труб ПНД С ГАЗ ПЭ 100 SDR11 диаметром 63 мм с толщиной стенки 5,8 мм по ТУ 6-19-352-87. Переходы полиэтилен – сталь выполняют с помощью переходников ПЭ-ВП/сталь по ТУ 6-19-359-87, переход с одного диаметра на другой с помощью переходов по ТУ 6-19-359-87. Стальные участки неразъёмного соединения покрываются изоляцией «весьма усиленного» типа. На выходе из земли, газопровод заключают в стальной футляр, устанавливают отключающее устройство – стальную задвижку тип ЗКЛ 2-16. Укладка газопровода и соединений осуществляется на песчаное основание толщиной не менее 10 см и присыпают слоем песка не менее 20 см. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода предусмотрена прокладка вдоль присыпанного газопровода (на расстоянии 0,2-0,3 м) изолированного алюминиевого провода сечением 2,5 мм^2 по ГОСТ 6323-79 с выводом его концов под ковер для возможности подключения аппаратуры. В целях предотвращения механического повреждения газопровода предусмотрена укладка пластмассовой сигнальной ленты жёлтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ!» от верха присыпаемого газопровода на 0,2 метра. На участках пересечений газопроводов с подземными инженерными коммуникациями сигнальная лента предусмотрена дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2,0 м в обе стороны от пересекаемого сооружения, газопровод заключается в полиэтиленовый футляр. Проектом предусмотрена параллельная (в одной траншее) прокладка газопровода среднего и низкого давлений. Расстояние между двумя полиэтиленовыми газопроводами, проложенными в одной траншее не менее диаметра большего газопровода, но не менее 0,1 м. Весь надземный газопровод после монтажа и испытания защищается от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки и двух слоев краски или эмали, предназначенной для наружных работ. (Газопровод – желтым, стойки – черным, ГРПШ – чёрным, надписи – белым цветом).

Внутриплощадочные сети п.Бирлик(низкое давление).

Газопровод низкого давления от ГРП до потребителей запроектирован подземным способом из полиэтиленовых труб SDR 17 Ø200х18,2мм; Ø160х14,6мм; Ø110х10,0мм; Ø90х8,2мм; Ø63х5,8мм по ТУ 6-19-352-87 и надземным (по опорам) способом из труб стальных электросварных Ø 219х5,0мм ; Ø 57х3,0мм; Ø 25х2,0мм; Ø 22х2,0мм; по ГОСТ 10704-91 из стали В-Вст2сп2 ГОСТ1050-88. Глубина заложения подземного газопровода - 1,4м.

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 присыпанного газопровода (на расстоянии 0,2-0,3 м) изолированного алюминиевого провода сечением 2,5 мм^2 по ГОСТ 6323-79 с выводом его концов под ковер в специальных контрольных точках для возможности подключения аппаратуры. Повороты выполняются при помощи отводов по ТУ 6-19-359-87. В целях предотвращения механического повреждения газопровода предусматривается пластмассовая сигнальная лента жёлтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ!» по ГОСТ 10354-82 от верха присыпанного газопровода на 0,2 м. На участках пересечений газопровода 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, газопровод заключается в полиэтиленовый футляр. Проектом

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

Надземный газопровод прокладывается по опорам, высота опор Н=2,2м. Опоры предусмотрены из труб стальных электросварных. Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости стального газопровода выполняют с помощью отводов. Переход газопровода с одного диаметра на другой выполняют с помощью переходов. В местах пересечения ВЛ, ЛЭП с надземными газопроводами предусматривают 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.

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

Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ-07-01У предусмотрен для понижения давления газа и поддержания его на заданном уровне с характеристиками:

- входное давление 0,575 МПа(5,75 кгс/см²);
- выходное давление 0,003 МПа(0,03 кгс/см²).

Газорегуляторный пункт(ГРП) предусмотрен для понижения давления газа и поддержания его на заданном уровне. Основным элементом газового оборудования ГРП является блок редуцирования, состоящий из последовательно соединенных между собой при помощи катушек:

- входной задвижки, регулятора давления РДГ-50ВМ(Ø35 мм), выходной задвижки и предохранительного клапана ПСК-50С/300;
- входной задвижки, регулятора давления РДГ-50НМ(Ø30 мм), выходной задвижки и предохранительного клапана. ПСК-50Н/5.

В ГРП предусмотрена установка блока редуцирования:

-с 5,75 кгс\см^2 до 3,0 кгс\см^2;

-с 5,75 кгс\см^2 до 0,03 кгс\см^2.

Газопроводы - из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91, изготовленных из спокойной стали марок В10 ГОСТ 1050-88.

Узел учета газа

Проектом предусмотрена в ГРП установка ротационного газового счетчика «DELTA» G 100 с максимальным измеряемым расходом 160 м^3\ч, с диапазоном измерения Q_{max}\Q_{min} =1:160.

Основные технические показатели:

- Общая протяженность газопровода		- 31,569 км,
в т.ч:	газопровод высокого давления	- 17,338 км
	газопровод среднего давления	- 1,332 км.,
	газопровод низкого давления	- 12,899 км,
- Установка задвижек Д 50,100, 200 мм		- 1/2/5 шт,

Гидравлический расчет газопровода

	Наименование	Ед. изм.	Газопровод высокого давления	Газопровод среднего давления	Газопровод низкого давления
	2	3	4	5	6
	Количество домов	шт	164		
	Количество ком.бытовых предприятий	Шт	16		
	Тип и кол-во агрегатов	Шт	котлы отопительные, бытовые плиты		
	Тип и кол-во, ГРП, ГРПШ	шт	1 - ГРП	1 - ГРПШ	-
	Расход газа годовой	тыс.м^3/год	4 369,798		

	Расход газа max	$м^3$/час	733,0		
	Внутрен. Д трубы	см.	16,36÷5,1	5,1	2,0÷16,36
	Протяженность газопровода	км	**ПЭ=17,311** Д200х18,2=17,25 Д63х5,8=0,061 **Сталь.=0,027** Д219х4,0=0,007 Д108х4,0=0,014 - Д57х3,0=0,006 - -	**ПЭ=1,305** Д63х5,8=1,305 **Сталь.=0,023** Д108х4,0=0,006 - Д57х3,0=0,017 - -	**ПЭ=10,608** Д200х11,4=0,294 Д160х9,1=0,921 Д110х6,3=0,693 Д90х5,2=2,592+1,493 Д63х3,6=2,913+1,702 **Сталь.=2,988** Д89х3,0=0,002 Д57х3,0=1,054+0,241 Д25х2,0=0,959+0,213 Д20х2,0 = 0,260+0,259

6.2.3. Архитектурно-строительные и конструктивные решения

Здание ГРП предусмотрено с несущими стенами из силикатного кирпича на цементно-песчаном растворе марки М 25 с размерами в осях 5,38м х 5,98м, высотой от уровня пола до перекрытия 3,0м. Степень огнестойкости здания - 1. Помещение газового оборудования - взрывопожаробезопасное категории А.

Фундаменты ленточные из сборных бетонных блоков по ГОСТ 13579-78*.

Перекрытие железобетонное многопустотные плиты по сер. ИЖ56803. Перемычки сборные железобетонные по серии 1.038.1-1.

Наружная отделка – кладка стен под расшивку швов. Внутренняя отделка – штукатурка цементно-песчаным раствором, известковая побелка. Деревянные элементы, соприкасающиеся с раствором подвергаются антисептированию и отделяются прокладкой из толя. Откосы дверных проемов после установки блоков отштукатуриваются цементнопесчаным раствором марки М50. Полы – в помещении технологического оборудования и электрооборудования из искронедающего асфальтобетона по бетонной подготовке, в помещениях кубовой и тамбура бетонное. Вокруг здания предусмотрена асфальтобетонная отмостка толщ. 120мм и шириной -1000мм.

6.2.4. Инженерное обеспечение, сети и системы

Отопление и вентиляция

Отопление здания газорегуляторного пункта предусмотрено с естественной циркуляцией от автоматического газового водонагревателя АОГВ. Система отопления предусмотрена тупиковая с верхней разводкой. В качестве нагревательных приборов приняты чугунные радиаторы. Удаление воздуха осуществляется через расширительный бак. Наполнение системы отопления предусматривается ручным насосом привозной водой из запасной емкости. Нагревательные приборы и трубопроводы окрашиваются масляной краской за 2 раза.

Согласно МСН 4.03-01-2003 в помещениях газового оборудования и вспомогательных помещениях запроектирована 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

Электроснабжение ГРП осуществляется отпайкой от опоры существующей линии ВЛ-0,4кВ. Предусмотрена установка двух опор из железобетонных стоек типа СВ-105 по типовой серии 3.407.1-136 «Опоры железобетонные воздушных линий ВЛ-0,4кВ» с подвеской проводов марки АС сечением 25мм² и креплением на штыревых изоляторах типа ТФ-20. Ввод в здание ГРП выполняется кабелем марки АВВГ-2×6мм² воздушной перекидкой с подвеской на тросе.

Предусмотрено рабочее и ремонтное освещение здания ГРП. В качестве осветительного щита принят щит типа ОПВ-6АУХЛ4. Ремонтное освещение предусмотрено от ящика ЯТП-0,25 с понижающим трансформатором 220/36В. Осветительная сеть предусмотрена проводом марки ПУНП3×2,5мм², прокладываемым в

стальных трубах. Управление освещением предусмотрено герметичными выключателями. Светильники предусмотрены с лампами накаливания взрывозащищенного исполнения.

Внутренний контур заземления предусмотрен полосовой сталью сечениями 40×4мм. Наружный контур заземления из угловой стали 63×63×6мм длиной 3м и полосовой стали 40×4мм.

Молниезащита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеприемной сетки, предусмотренной на кровле. Токоотводы от молниеприемной сетки до наружного контура заземления выполняются стальной полосой 40×4мм.

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

В период эксплуатации ГРП предусмотрено слежение за плотностью трубопроводов и арматуры, состоянием крепления оборудования и арматуры, загазованностью технологического блока.

Запрещены любого вида огневые работы внутри здания при работе ГРП, учтены требования пожаро и взрывобезопасности для наружных установок (огнетушитель порошковый вместимостью 6л – 2 шт., ящик с песком, асбестоцементное полотно 2м х 2м, лопата – 2шт).

6.2.6. 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: предусматривается защита окружающей среды от вредных воздействии на почву, атмосферу и водоемы при расчистке и планировке трассы, защита от выбросов отработанных продуктов сгорания и розлива масел, а также аварийного выброса газа при пуске газопроводов, производственные и бытовые стоки предусматривается очищать и обеззараживать, для защиты от вредного влияния пыли на организм человека работу предусматривается выполнять в распираторах, а территорию строительства периодически увлажнять.

6.2.7. 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 6 месяцев, в том числе 0,5 месяца на подготовительный период

6.2.8. 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 индексы изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2011 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	- 135 837,22	тыс.тенге;
в том числе: СМР	- 131 650,86	тыс.тенге;
оборудование	- 1 842,91	тыс.тенге;
прочие затраты	- 2 343,45	тыс.тенге.
Общая сметная стоимость в текущих ценах 2011года	- 329 526,19	тыс.тенге;
в том числе: СМР	- 251 070,93	тыс.тенге;
оборудование	- 3 514,61	тыс.тенге;
прочие затраты	- 74 940,65	тыс.тенге.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Результаты экспертизы :

1.Рабочий проект соответствует заданию на проектирование и основным техническим требованиям нормативных документов в строительстве действующих на территории Республики Казахстан.

7.2. Рекомендации при последующем строительстве объекта:

1. Согласно Протокола заседания Рабочей группы по вопросу развития казахстанского содержания от 5 ноября 2009 года № 17-56/И-610, учесть необходимость увеличения доли казахстанского содержания в строительной отрасли, максимальное применение строительных материалов и оборудования, работ и услуг отечественных товаропроизводителей.

2. 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. Рабочий проект «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в с.Бирлик Мугалжарского района Актюбинской области» рекомендуется к утверждению с нижеприведенными основными технико-экономическими показателями:

- общая протяженность газопровода высокого давления	- 17 338,0 м;
- общая протяженность газопровода среднего давления	- 1 332,0 м;
- общая протяженность газопровода низкого давления	- 12 899,0 м;
- ГРП	- 1 шт.,

- ГРПШ	- 1 шт;
- общая сметная стоимость в базовых ценах 2001 года	- 135,837 млн. тенге;
в том числе СМР	- 131,650 млн. тенге;
- общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011года	- 329,526 млн.тенге;
в том числе СМР	- 251,070 млн.тенге;
- продолжительность строительства	- 6 мес.

8.2. При представлении на утверждение и выдаче на производство работ рабо-чий проект подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспер-тизы.

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

8. ТҰЖЫРЫМ

8.1. «Ақтөбе облысы Мұғалжар ауданының Бірлік селосына жеткізуші газ құбырының және кварталішілік газ тарату желілерінің құрылысы» жұмыс жобасы төмендегі келтірілген негізгі техника- экономикалық көрсеткіштерімен бекітілуге ұсынылады:

- жоғары қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы	- 17 338,0 м;
- орташа қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы	- 1 332,0 м;
- төмен қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы	- 12 899,0 м;
- ГРП	- 1 дана;
- ГРПШ	- 1 дана;
- 2001 жылғы базалық бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны	- 135,837 млн.тенге;
- оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары	- 131,650 млн.теңге;
- 2011 жылғы ағымдағы бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны	- 329,526 млн.теңге;
- оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары	- 251,070 млн.теңге;
- құрылыстың ұзақтылығы	- 6 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.

ӨБ бастығы	Т.Ж. Табылдин
Жетекші сарапшы	Б.К.Қалменов
Сарапшы	Р.Г.Башигулов