Бекітемін
"Мемсараптама" РМК Ақтөбе облысы бойынша филиалы
Директоры
Ж.Ж. Ботенбаев

«Ақтөбе облысы Шалқар ауданы Сарсай ауылында ауылішілік газ құбырын салу»
жұмыс жобасы бойынша

26.05.2016 ж. № 04-0134/16

ҚОРЫТЫНДЫ

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

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Актам - инжиниринг» ЖШС,
Ақтөбе қаласы

Ақтөбе қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Ақтөбе облысы Шалқар ауданы Сарсай ауылында ауылішілік газ құбырын салу» жұмыс жобасы бойынша осы жиынтық қорытындысы «Мемсараптама» РМК Ақтөбе облысы филиалымен берілді.

«Мемсараптама» РМК Ақтөбе облысы бойынша филиалының рұқсатынсыз осы сараптау қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

Утверждаю
Директор
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области
Ботенбаев Ж.Ж.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 04-0134/16 от 26.05.2016 г.

по рабочему проекту
«Строительство внутрипоселкового газопровода в с.Сарсай Шалкарского района Актюбинской области»

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

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Актам - инжиниринг», город Актобе

город Актобе

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное сводное заключение на рабочий проект **«Строительство внутрипоселкового газопровода в с.Сарсай Шалкарского района Актюбинской области»** выдано филиалом РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области.

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения филиала РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области.

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Строительство внутрипоселкового газопровода в с.Сарсай Шалкарского района Актюбинской области».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №061240003738/160015/00 от 14.03.2016 года между филиалом РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области и ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области».

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

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Актам - инжиниринг», государственная лицензия ГСЛ №0001753 от 11.08.2006 года, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля г.Астаны», приложение к лицензии, выданное Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства от 05.07.2012 года, категория лицензии - II.

ГИП – Бурамбаева И.Н. (приказ №07 от 05.05.2015 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

- задание на разработку проектно-сметной документации, утвержденное и.о. руководителя ГУ«Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области» от 04.12.2014 года;
- постановление акимата Актюбинской области №451 от 19.12.2014 года «О реализации решения областного маслихата «Об областном бюджете на 2015-2017 годы»;
- архитектурно-планировочное задание №57 от 23.12.2014 года, утвержденное главным архитектором Шалкарского района;
- акт выбора земельного участка №296 от 2015 года площадью 0,3 га, подписанный комиссией;
- решение акима Биршогырского сельского округа №20 от 28.04.2015 года о выделении земельного участка;
- справка о количестве потребителей, выданная Акиматом Биршогырского сельского округа;
- письмо №04-14/1480 от 23.05.2016 года о проведении СМР в 2017 году, выданное ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области»;
- протокол - согласования стоимости оборудования и материалов, утвержденный заказчиком.

Технические условия:

- №907 от 16.09.2015 года на электроснабжение ПГБ, выданные «Шалкарская дистанция электроснабжения» филиала АО «НК «КТЖ»;
- №762 от 18.09.2015 года на подключение к газораспределительным сетям, выданные АПФ АО «КазТрансГаз Аймак».

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

- письмо №ses/D131-03/00003/2 от 01.02.2016 года о том, что данный рабочий проект не подлежит рассмотрению, выданное РГУ «Шалкарское районное управление по

защите прав потребителей Департамента по защите прав потребителей по Актюбинской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан»;

- заключение государственной экологической экспертизы №eco/D24-0081/16/6 от 20.04.2016 года, выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Актюбинской области»;

- экспертное заключение №31 от 08.12.2015 года по промышленной безопасности, выданное ТОО «Стримлайн» (аттестат №0001999 от 20.02.2013 года);

- письмо - согласование на рабочий проект исх.№1-04-13/3146 от 24.11.2015 года, выданное ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области»;

- рабочий проект согласован с ТОО «Тау-Кен» в части подключения к электролиниям и с Шалкарской дистанцией электроснабжения АО «КТЖ»;

- согласование рабочего проекта с ПТО АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» №3901 от 14.12.2015 года, со службой учета и режима газоснабжения №730 от 27.11.2015 года.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу:

- паспорт проекта;
- общая пояснительная записка;
- альбом 0 – Генеральный план;
- альбом 1 - Внеплощадочные сети газоснабжения;
- альбом 2 - Внутриплощадочные сети газоснабжения;
- альбом 3 – ПГБ-13-2НВ-У1;
- альбом – Наружные сети электроснабжения;
- отчет об инженерно-геологических изысканиях, выполненный ТОО «Актам - инжиниринг» от 2015 года;
- технический отчет по топографо - геодезическим работам, выполненный в 2015 году ТОО «Актам - инжиниринг»;
- раздел «Охрана окружающей среды», выполненный ТОО «Актам - инжиниринг»;
- проект организации строительства;
- сметная документация.

5.4 Цель и назначение объекта строительства:

Во исполнение Программы развития территорий Актюбинской области на 2011-2015 годы в рамках проекта «Модернизация и новое строительство газораспределительных сетей населенных пунктов Актюбинской области», обеспечение бесперебойным газоснабжением жилых домов и объектов села Сарсай в результате строительства сетей газоснабжения.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Участок строительства расположен в с.Сарсай Шалкарского района Актюбинской области.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур, малоснежной холодной зимой и жарким засушливым летом, малым количеством осадков.

Природно-климатические условия района строительства:

- климатический подрайон - III А;

- скоростной напор ветра - 38 кгс/м^2;
- расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки - минус 31 ^{0}С;
- нормативная снеговая нагрузка - 100 кгс/м^2;
- глубина промерзания грунтов - 1,60-1,80 м;

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

Согласно инженерно-геологического отчета, выполненного ТОО «Актам - инжиниринг» в 2015 году, государственная лицензия ГСЛ №0001753 от 11.08.2006 года, приложение к лицензии от 05.07.2012 года, геолого-литологический разрез участка работ в разрезе грунтового основания до глубины 4,0 м принят со следующими инженерно-геологическими элементами (сверху – вниз):

- ИГЭ-1 - почвенно-растительный слой темно-коричневого цвета, суглинистый. Мощность слоя 20 см;

- ИГЭ-2 – суглинок коричневый твердой консистенции с включением щебня до 20%. Мощность слоя от 0,4 до 0,9 м. Физико-механические свойства грунта: удельный вес – 2,71 г/см^3, модуль деформации в естественном состоянии 15,3 МПа, в водонасыщенном состоянии – 6,0 МПа;

- ИГЭ-3 – глины желтовато-красные, твердые с включением дресвы и щебня до 20%. Мощность слоя от 0,6 до 3,1 м. Физико-механические свойства грунта: удельный вес- 2,74 г/см^3, модуль деформации в естественном состоянии 120 МПа, в водонасыщенном состоянии – 50 МПа.

Основанием для газопровода служит суглинок.

Грунтовые воды не вскрыты на глубине 3,0 м.

По классификации СТ РК 25100-2002 грунты незасоленные. Согласно СНиП РК 2.01-19-2004 по содержанию сульфатов (12310 мг/кг) грунты слабоагрессивные к бетонам нормальной проницаемости на сульфатостойком цементе, и сильноагрессивные к бетонам нормальной плотности (марка W4) на портландцементе.

Коррозионная активность грунтов участка:

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

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Участок строительства расположен в с.Сарсай Шалкарского района.

Генеральный план разработан на основании технического задания на проектирование и исходных данных на топооснове в масштабе М1:500, выполненной в пределах границ отведенного земельного участка. Система высот – Балтийская. Система координат – местная. За условную отметку 0,000 принята отметка верха бетонной площадки под ПГБ, что соответствует абсолютной 399,91.

На территории предусмотрено размещение газорегуляторного пункта ПГБ-03Б-04-2У1 на монолитную бетонную площадку с размером 3,8х4,4 м, с учетом противопожарных и санитарно-гигиенических разрывов, проездов, выездов.

Территория с размерами 16,0х6,0 м ограждается металлическим сетчатым ограждением (сетка «Рабица») высотой 1,5 м ГОСТ 5336-80. В ограждении предусмотрена калитка шириной 1,0 м для прохода на участок ПГБ. Стойки ограждения с калиткой устанавливаются совместно с бетонированием ям из бетона класса В12,5 глубиной 0,6 м.

Покрытие участка - щебеночное. На территории предусмотрен необходимый уклон для стока ливневых вод.

Технические показатели по генеральному плану

Таблица №1

№ п/п	Наименование показателей	Ед.изм.	Показатели
1.	Площадь участка под ПГБ	$м^2$	96,0
2.	Площадь застройки ПГБ	$м^2$	5,88
3.	Площадь бетонного покрытия ПГБ	$м^2$	16,72
4.	Площадь покрытия участка	$м^2$	79,28

Ситуационная схема генплана Рис. 1

Ситуационная схема ПГБ Рис.2

6.2.2 Технологические решения

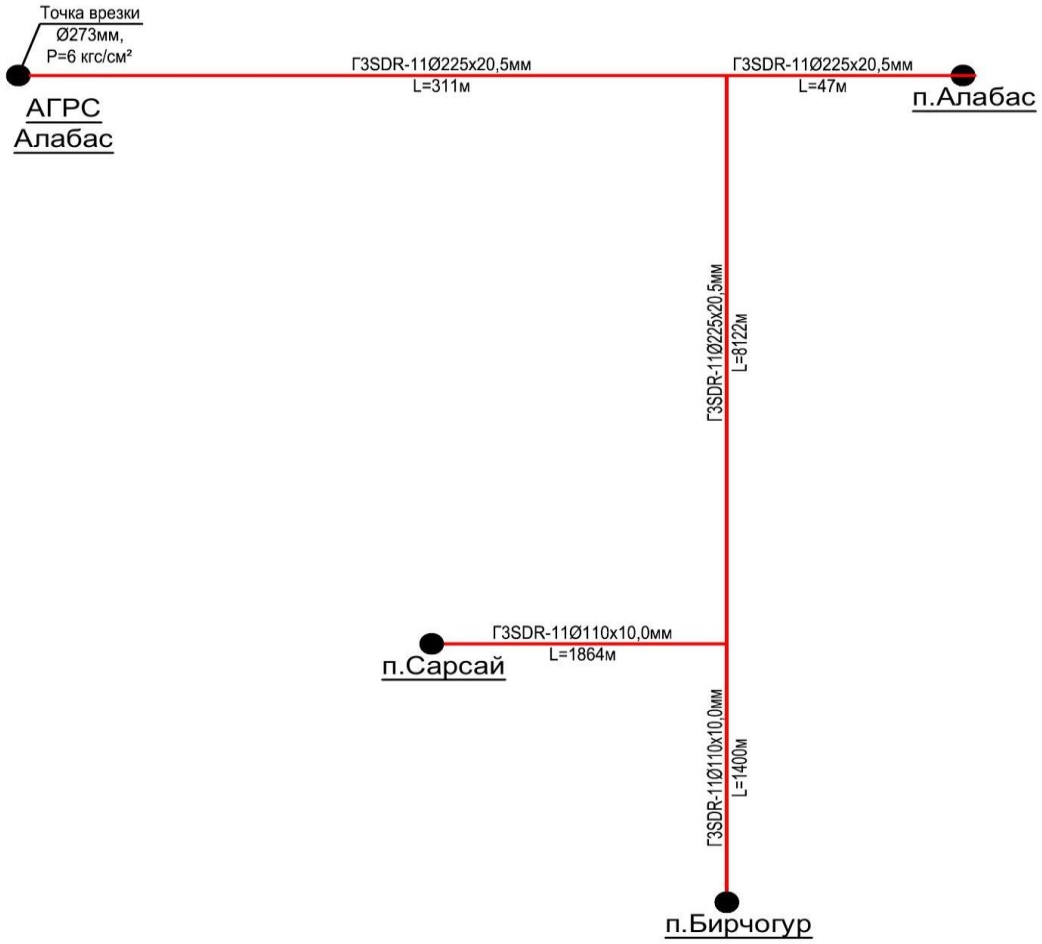
Согласно технических условий №762 от 18.09.2015 года, выданные АПФ АО «Каз ТрансГаз Аймак», для газификации 59 жилых домов и 6-ти соцкультбытобъектов с.Сарсай, ориентировочный расход газа 500 м^3/час.

Данным проектом предусмотрен газопровод в целях обеспечения газом населения для отопительных и потребительских нужд общим потребляемым расходом 326,5 м^3/час, из них основной расход газа на бытовые нужды населения (автономное газовое отопление, горячее водоснабжение и использование газа на приготовление пищи).

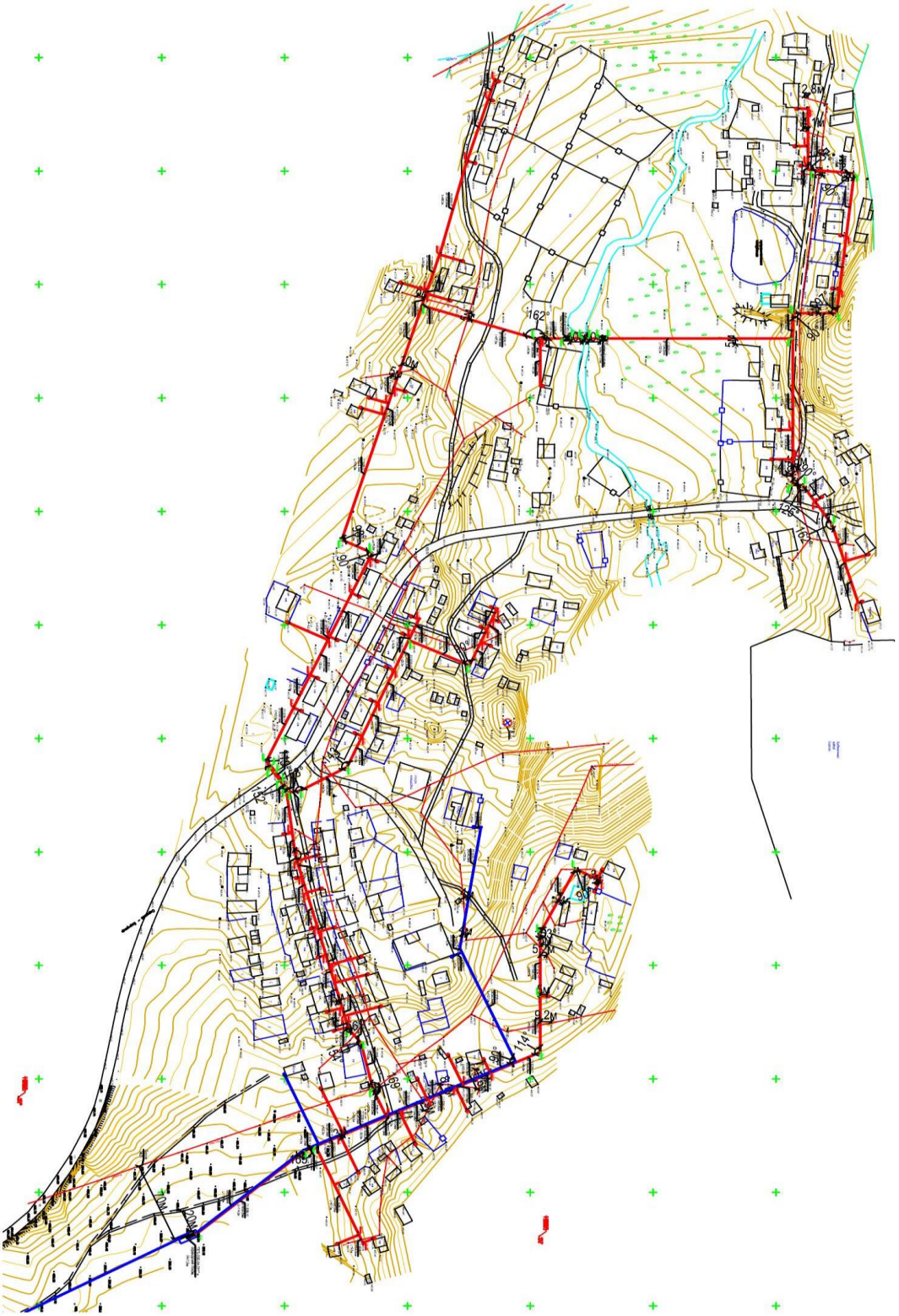
Проектируемый внеплощадочный газопровод высокого давления протяженностью 9,986 км диаметрами 225х20,5 мм, 110х10,0 мм, среднего давления протяженностью 0,539 км диаметром 63х5,8 мм и низкого давления протяженностью 3,780 км диаметрами 160х9,5 мм, 110х6,6 мм, 63х3,8 мм.

Точка подключения – проектируемый газопровод высокого давления Рр=6,0кгс/см², после ранее запроектированного отключающего устройства диаметром 200 мм в районе с.Алабас.

СХЕМА ПРОЕКТИРУЕМОГО ГАЗОПРОВОДА
п.Алабас, п.Сарысай, п.Бирчогур.



Ситуационная схема газопровода с.Сарсай Рис.3



Ситуационная схема газопроводов Рис.4

Газопровод высокого давления

Подводящий газопровод высокого давления второй категории от точки подключения до ПГБ, расположенного в с.Сарсай, запроектирован подземным способом из полиэтиленовых труб СТ РК ИСО 4437-2004 ПНД Т ГАЗ диаметром 225х20,5 мм SDR 11 ПЭ 100 протяженностью 8,122 км и диаметром 110х10,0 мм протяженностью 1,864 км (с учетом газоснабжения сел Сарсай и Бирчогур) и надземным способом из труб стальных электросварных по ГОСТ 10704-91 из стали В20 ГОСТ 1050-2013 диаметрами 219х6,0 мм, 108х3,0 мм и 57х3,0 мм протяженностями 10,0 м, 5,0 м и 4,0 м.

Надземный газопровод защищается от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки и двух слоев краски или эмали желтого цвета, предназначенной для наружных работ (газопровод - в желтый цвет, опоры – в черный).

Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости полиэтиленового газопровода выполнены с помощью полиэтиленовых отводов по ТУ 6-19-359-87, стального газопровода - с помощью отводов по ГОСТ 17375-2001.

Соединение полиэтиленового газопровода высокого давления II категории со стальным газопроводом выполнено неразъёмным с помощью переходников «полиэтилен-сталь». Коэффициент запаса прочности трубы на переходах должен быть не менее 2,8.

На выходе из земли на вертикальном участке газопровод заключается в стальной футляр диаметрами 273х8,0 мм и 159х5,0 мм длиной 0,8 м и устанавливается отключающее устройство – задвижка стальная марки ЗКЛ-2-16 диаметром 200 мм (3 шт.), диаметром 100 мм (2 шт.), в ограждении размером 3х3 м Н=1,5 м по тип. 145.04-0-ГСН.ОГР-и.

Стальные участки узлов неразъемного соединения покрываются изоляцией типа "весьма усиленная".

Средняя глубина заложения подземного газопровода от верха трубы 1,0 м.

Контроль качества сварных стыков полиэтиленового газопровода высокого давления II категории со средней степенью автоматизации согласно МСН 4.03-01-2003г. табл.15 п.1 составляет 50%, но не менее одного стыка.

Укладка газопровода осуществляется на песчаное основание толщиной не менее 10 см и присыпается слоем песка на высоту не менее 20 см. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода предусмотрена прокладка вдоль присыпанного газопровода (на расстоянии 0,2-0,3 м) изолированного алюминиевого провода сечением 2,5 мм² по ГОСТ 31947-2012 с выводом его концов под ковер. Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Сақ болыңыз! Осторожно! Газ!» укладывается на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

Через каждые 500,0 м устанавливаются опознавательные знаки с правой стороны газопровода (по ходу газа) на расстоянии 1,0 м от газопровода, конденсатосборники диаметром 150 мм (4 шт.) по серии 5.905-15 вып.1, для вывода провода спутника предусмотрены коверы (9 шт.).

Пересечение газопровода Д225х20,5 мм с поймами на ПК20+80 – ПК21+17, ПК36+73 – ПК37+11, ПК67+44 – ПК67+82, и на ПК80+28 – ПК80+67

Переход газопровода высокого давления второй категории из полиэтиленовых труб по СТ РК ИСО 4437-2004 ПЭ 100 SDR 11 (ГОСТ Р 50838 - 2009) диаметром 225х20,5 мм через поймы запроектирован методом наклонно направленного бурения.

На всем протяжении перехода применены длинномерные трубы. При формировании плети из труб мерной длины их соединение должно производиться сваркой встык с обязательной проверкой стыков методом ультразвукового контроля. Контроль качества сварных стыков полиэтиленовых трубопроводов проверяют ультразвуковым методом по ГОСТ 14782-86 и составляет согласно МСН 4.03-01-2003 табл.14 – 100%.

Строить переход рекомендуется летом при наинизшем горизонте воды. Ширина строительной полосы в пределах перехода 1,0-1,5 м. При разработке подводной траншеи предусмотрено крепление откосов деревянными щитами.

Технология бестраншейной прокладки газопроводов включает:

- на первом этапе - бурение пилотной скважины вращающейся буровой головкой с закрепленным на ней резцом;
- на втором этапе - расширение бурового канала вращающимся расширителем до нужного диаметра, таких предварительных расширений может быть несколько до сформирования бурового канала необходимого диаметра;
- на третьем этапе - протаскивание газопровода по буровому каналу.

Переход через балку испытывается в три стадии:

- после сварки перехода до футеровки;
- после укладки и полной засыпки перехода;
- вместе с основным газопроводом.

Пересечение газопровода Д110х10,0мм с автодорогами Бирчогур-Алабас на ПК81+67 – ПК82+03, ПК82+63 – ПК82+88 и ПК83+16 – ПК83+41, и газопровода Д225х20,5мм на ПК18+61– ПК19+98

Переход газопровода высокого давления второй категории через автодорогу запроектирован из полиэтиленовых труб по СТ РК ИСО 4437-2004 ПЭ100 SDR11 (ГОСТ Р 50838-2009) диаметрами 110х10,0 мм и 225х20,5 мм. На всем протяжении перехода применяются длинномерные трубы.

Прокладка газопровода в местах пересечения с автодорогой выполнена методом горизонтально направленного бурения, для газопровода диаметром 110х10,0 мм футляр из полиэтиленовых труб диаметром 160х14,6 мм длиной 36,0 м и 25,0 м, для газопровода диаметром 225х20,5 мм футляр из полиэтиленовых труб диаметром 315х28,6 мм длиной 37,0 м по ТУ 6-19-352-87 SDR 11 ПЭ100, с коэффициентом запаса прочности 2,8. На конце футляра, по ходу газа устанавливается контрольная трубка, выходящая под защитное устройство. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 концы футляра выводятся на расстояние не менее 2,0 м за пределы подошвы насыпи. Концы футляра герметизируются эластичным герметиком и закрываются резиновыми манжетами с закрепленными хомутами. Контроль качества сварных стыков в месте прокола - 100%.

Сваренный газопровод перед протаскиванием должен быть испытан на герметичность согласно требованиям проекта. После протаскивания газопровод должен быть повторно испытан на герметичность.

Пересечение газопровода Д110х10,0мм с железной дорогой на ПК82+58 – ПК82+93 и газопровода Д225х20,5мм на ПК17+51 – ПК17+65

Переход газопровода высокого давления второй категории через железную дорогу местного значения запроектирован из полиэтиленовых труб по СТ РК ИСО 4437-2004 ПЭ100 SDR11 (ГОСТ Р 50838-2009) диаметрами 225х20,5 мм и 110х10,0 мм с коэффициентом запаса прочности 2,8.

Прокладка газопровода в местах пересечения с железной дорогой выполнена методом горизонтально направленного бурения ГНБ, для газопровода диаметром 110х10,0 мм футляр из полиэтиленовых труб диаметром 160х14,6 мм длиной 25,0 м, для газопровода диаметром 225х20,5 мм футляр из полиэтиленовых труб диаметром 315х28,6 мм длиной 14,0 м по ТУ 6-19-352-87 SDR 11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности 2,8. На конце футляра, по ходу газа устанавливается контрольная трубка, выходящая под защитное устройство. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 концы футляра выводятся на расстояние не менее 2,0 м за пределы подошвы насыпи. Концы футляра герметизируются эластичным герметиком и закрываются резиновыми манжетами с

закрепленными хомутами. Контроль качества сварных стыков в месте прокола - 100%. Технология бестраншейной прокладки газопроводов включает:

- на первом этапе - бурение пилотной скважины вращающейся буровой головкой с закрепленным на ней резцом;
- на втором этапе - расширение бурового канала вращающимся расширителем до нужного диаметра, таких предварительных расширений может быть несколько до сформирования бурового канала необходимого диаметра;
- на третьем этапе - протаскивание газопровода по буровому каналу.

Сваренный газопровод перед протаскиванием должен быть испытан на герметичность согласно требованиям проекта. После протаскивания газопровод должен быть повторно испытан на герметичность.

Блочный газорегуляторный пункт ПГБ-03Б-04-2У1

В районе с.Сарсай для понижения высокого давления второй категории (5,99 кгс/см²) до среднего давления (для социальных объектов) и низкого давления (для жилых домов) проектом предусмотрена установка газорегуляторного пункта блочного типа ПГБ-03Б-04-2У1 с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее РДСК-50БМ и низкое выходное давление газа РДНК-400Н, с узлом учета «Дельта» G-40 и измерительным комплексом на базе счетчика с электронным корректором объема газа ИСТОК-ТМ2 и телеметрией.

ПГБ оборудуется сигнализатором загазованности, датчиком пожарно-охранной сигнализации, системой защиты от несанкционированного доступа и проникновения, отсеком под телеметрию. Срабатывание предохранительно-сбросных клапанов должно обеспечивать сброс газа при превышении максимального рабочего давления после регулятора не более чем на 15 %.

Давление газа на входе – 0,59 МПа, давление газа на выходе – 0,3 - 0,003 МПа, пределы срабатывания предохранительного клапана – 0,345 – 0,00345 МПа.

От ПГБ до коммунально-бытовых объектов запроектирован газопровод среднего давления и газопровод низкого давления для жилых домов с выходом у каждого дома.

Газопровод среднего давления Г2

Газопровод среднего давления предусмотрен подземным из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 СТ РК ИСО 4437-2004 диаметром 63х5,8 мм протяженностью 539,0 м и надземным из труб стальных электросварных по ГОСТ 10704-91 из стали В 20 ГОСТ 1050-2013 диаметром 57х3,0 мм протяженностью 8,0 м.

На выходе из земли на вертикальном участке газопровод заключается в стальной футляр диаметром 108х4,0 мм длиной 0,8 м (4 шт.) и на границе участков предусмотрены задвижки диаметром 50 мм марки ЗКЛ-2-16 и заглушка диаметром 63 мм (1 шт.), на опорах ОП-II-2200 диаметром 57 мм Н=2,2 м.

Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости стального газопровода выполнены с помощью отводов ГОСТ 17375-2001.

Переход полиэтилен - сталь выполнен с помощью переходников ПЭ-ВП/сталь по ТУ 6-19-359-87, повороты в вертикальной и горизонтальной плоскостях - с помощью отводов по ТУ 6-19-359-87.

При переходах через внутрипоселковую автодорогу открытым методом газопроводы диаметром 63х5,8 мм заключаются в полиэтиленовые футляры ПЭ100 SDR11 с коэффициентом запаса прочности 2,8 диаметром 110х10,0 мм (3 шт. по 8,0 м).

Контроль качества сварных стыков надземного стального газопровода среднего давления согласно МСН 4.03-01-2003 табл.14 п.3 составляет 5 %, подземного полиэтиленового газопровода среднего давления со средней степенью автоматизации согласно табл.15 п.1 - 25%.

Проектом предусмотрена параллельная прокладка газопровода среднего и низкого давления в одной траншее. На границе участков предусмотрено выход из земли, с установкой шаровых кранов Ду50 мм.

Средняя глубина заложения подземного газопровода - 1,2 м.

Укладка газопровода и соединений предусмотрена на песчаное основание толщиной не менее 10 см и присыпается слоем песка на высоту не менее 20 см. Обозначение трассы газопровода предусмотрено путем прокладки вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3 м) газопровода изолированного алюминиевого провода по ГОСТ 31947-2012 сечением 2,5 мм^2 с выходом концов его на поверхность под ковер. В целях предотвращения механического повреждения газопровода предусмотрена укладка пластмассовой сигнальной ленты жёлтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Сақ болыңыз! Осторожно! Газ!» по ГОСТ 10354-82 от верха присыпаемого газопровода на 0,2 м.

Газопровод низкого давления Г1

Газопровод низкого давления от ПГБ до потребителей запроектирован подземным способом из полиэтиленовых труб ПНД С ГАЗ ПЭ 100 SDR17 по ТУ 6-19-352-87 диаметрами 160х9,5мм протяженностью 984,0 м, 110х6,6мм протяженностью 1754,0 м, 63х3,8 мм протяженностью 798,0 м и надземным способом (по опорам) из труб стальных электросварных по ГОСТ 10704-91 из стали В-Вст2сп2 по ГОСТ 1050-2013 диаметрами 159х4,0 мм длиной 8,0 м, 57х3,0 мм длиной 236,0 м и отключающего устройства - кран шаровой ду-50 с заглушками, по 59 шт.

На выходе из земли на вертикальном участке газопровод заключается в стальной футляр диаметром 219х7,0 мм длиной 0,8 м – 1 шт., 108х4,0 мм длиной 0,8 м – 59 шт. и на границе участков предусмотрены подземные полиэтиленовые краны шаровые под ковер с заглушками диаметрами 110 мм (3шт.), кран шаровый ГШК-50 (59 шт.) на опорах ОП-II-2200 диаметром 57 мм Н=2,2м согласно технических условий №762 от 18.09.2015 года, выданные АПФ АО «КазТрансГаз Аймак».

В данном проекте схема газораспределительных сетей низкого давления принята тупиковая.

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

Переходы полиэтилен - сталь выполнены с помощью переходников ПЭ-ВП/сталь по ТУ6-19-359-87. Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскостях полиэтиленового газопровода выполнены с помощью отводов по ТУ 6-19-359-87, стального газопровода по ГОСТ 17375-2001. Переход с одного диаметра на другой выполнен с помощью переходов по ТУ 6-19-359-87. Стальные участки неразъемного соединения должны быть покрыты изоляцией типа "весьма усиленная".

Весь надземный газопровод после монтажа и испытания защищается от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки ГФ-021 и двух слоев краски или эмали ПФ-115, предназначенной для наружных работ (газопровод - желтым, стойки - черным).

Средняя глубина заложения подземного газопровода - 1,2 м.

Укладка газопровода и соединений предусмотрена на песчаное основание толщиной не менее 10 см и присыпается слоем песка на высоту не менее 20 см. Обозначение трассы газопровода предусмотрено путем прокладки вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3 м) газопровода изолированного алюминиевого провода по ГОСТ 31947-2012 сечением 2,5 мм^2 с выходом концов его на поверхность под ковер. В целях

предотвращения механического повреждения газопровода предусмотрена укладка пластмассовой сигнальной ленты жёлтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Сақ болыңыз! Осторожно! Газ!» по ГОСТ 10354-82 от верха присыпаемого газопровода на 0,2 м.

Согласно МСП 4.03-103-2005 п. 6.94 работы по укладке полиэтиленового газопровода производятся при температуре наружного воздуха не ниже минус 15^0 С и не выше плюс 30^0С.

Газопровод на своем пути пересекает местную внутрипоселковую дорогу открытым методом. Переходы заключаются в полиэтиленовых футлярах ПЭ100 SDR11 с коэффициентом запаса прочности 2,8 диаметром 225х20,5 мм длиной 20,0 м, с установкой контрольной трубки в конце футляра с выводом под ковер КП.

Очистка полости и испытание газопровода

Инструкция по очистке полости, испытанию трубопроводов на герметичность должна предусматривать:

- способы, параметры и последовательность выполнения работ;
- методы и средства выявления и устранения отказов;
- схему организации связи, так как проведения испытаний и очистка при отсутствии бесперебойной связи не допускается;
- требования пожарной, газовой, технической безопасности и указания о размерах охранной зоны.

Испытание 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).

Значение испытательного давления и время выдержки под давлением полиэтиленовых подземных и стальных надземных газопроводов принимают (приложение 4 «Требования по безопасности объектов систем газоснабжения):

- для полиэтиленового газопровода высокого давления II категории – 0,75 МПа в течение 1 часа (на прочность) и 0,6 МПа в течение 24 часов (на герметичность);
- для полиэтиленовых газопроводов среднего давления – 0,6 МПа в течение 1 часа (на прочность) и 0,3 МПа в течение 24 часов (на герметичность);
- для полиэтиленовых газопроводов низкого давления – 0,6 МПа в течение 1 часа (на прочность) и 0,1 МПа в течение 24 часов (на герметичность);
- для стального надземного газопровода высокого давления II категории - 0,75 МПа в течение 1 часа (на прочность) и 0,6 МПа в течение 0,5 часов (на герметичность);
- для стального надземного газопровода среднего давления – 0,45 МПа в течение 1 часа (на прочность) и 0,3 МПа в течение 0,5 часов (на герметичность);
- для стального надземного газопровода низкого давления - 0,3 МПа в течение 1 часа (на прочность) и 0,1 МПа в течение 0,5 часов (на герметичность).

6.2.3 Конструктивные решения

Блочный газорегуляторный пункт

Основанием ПГБ служат суглинки с физико-механическими свойствами грунта: удельный вес – 2,71 г/см^3, модуль деформации в естественном состоянии 15,3 МПа, в водонасыщенном состоянии – 6,0 МПа;

Фундаменты под ПГБ – бетонная монолитная площадка с размером 3,8х4,4 м и толщиной 200 мм из бетона класса В15 W6 ГОСТ 26633-2012 на сульфатостойком портландцементе. Под фундаментом выполнена щебеночная подготовка толщиной 200 мм ГОСТ 8267-93 по уплотненному грунту.

Покрытие площадки ПГБ предусмотрено щебеночное: щебень по ГОСТ 8267-93* фракции 20-40 мм толщиной 150 мм; основание - уплотненный грунт насыпи.

Проектом предусмотрено ограждение площадки ПГБ высотой 1,5 м из металлических секций из стальных труб 15х15х1,5 мм ГОСТ 8639-82, 30х20х3 мм ГОСТ 8645-68, по металлическим столбам из труб 50х50х5 мм по ГОСТ 8639-82, фундаменты под стойки из бетона класса В15. Бетон, соприкасающиеся с грунтом, принят на сульфатостойком цементе.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения

Наружное электроснабжение 0,22кВ

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технические условия №907 от 16.07.2015 года, выданные АО «НК «КТЖ» Шалкарская дистанция электроснабжения;
- задания на разработку.

Надежность электроснабжения - III категория.

Проектируемая трасса ВЛИ-0,22 кВ относится к особому району по гололёду и V району по ветровым нагрузкам.

Точка подключения - существующая ВЛ-0,4 кВ отходящая от РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ «Жил. поселок».

Проектом выполнена воздушная изолированная линия ВЛИ-0,22 кВ и кабельная линия КЛ-0,22кВ.

Воздушная изолированная линия выполнена на железобетонных стойках СВ-95-2 ГОСТ 23009-78 согласно тип. проекту «шифр 26.0085». Предусмотрен провод СИП-4 сечением 2х25 мм². Линейные арматуры на ВЛИ-0,22 кВ приняты для провода СИП.

Пролет составляет в среднем 25 м.

Опоры одностоечной конструкции установлены в пробуренный котлован диаметром 350-450 мм. Обратная засыпка котлованов произведена песчано-гравийной смесью. Уплотнение грунта производится трамбовкой с толщиной слоя не более 0,2 м. Выполнена гидроизоляция стоек. Выполнено заземление опоры согласно типовой серии 3.407-150.

Проектируемая кабельная линия 0,22 кВ от опоры №7 до ПГБ выполнена кабелем АВБбШв-2х6 мм² ГОСТ 16442-80.

Кабель проложен в земляной траншее типа Т-1 согласно типовой серии 4.407-251. Поверх кабеля в траншее проложена сигнальная лента ЛСЭ-150 «Осторожно кабель».

Проход кабеля через стены здания предусмотрены в ПВХ трубах (гильза) диаметром 50 мм ГОСТ 18599-2001 длиной 1м.

Щит учета и распределения поставляется в комплекте с ПГБ и имеет на вводе однофазный многотарифный счетчик электрической энергии прямого включения.

Основные показатели:

- категория электроснабжения	III;
- напряжение сети	220 В;
- расчетная мощность	2,0 кВт;
- расчетный ток	11,4 А;
- максимальная потеря напряжения	1,4%;

- коэффициент мощности 0,85;
- протяженность ВЛИ-0,22 кВ 146 м;
- протяженность КЛ-0,22 кВ 60 м.

Защитное заземление и молниеотвод

Молниеприемник выполнен высотой 10,5 м из стальных труб различными диаметрами 108 мм, 78 мм, 57 мм ГОСТ 10704-91.

Заземляющее устройство выполнено с вертикальными электродами длиной 5 м из круглой стали диаметром 16 мм ГОСТ 2590-2006. Горизонтальные заземлители из полосовой стали размером 40х4мм ГОСТ 103-2006 прокладываются на глубине 0,7 м от поверхности земли.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4-х Ом, согласно ПУЭ РК.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

В целях обеспечения максимальных условий безопасности обслуживающего персонала и снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие мероприятия:

- полная герметизация процесса транспорта газа до потребителей;
- соблюдение безопасных допустимых расстояний между сооружениями;
- проверка на герметичность после монтажа;
- первичные средства тушения пожара.

Для защиты от коррозии надземный газопровод покрывается двумя слоями грунтовки, двумя слоями желтой краски, предназначенной для наружных работ.

Ввиду высоких температур, связанных со сваркой или резкой горячего металла, необходимо строгое соблюдение противопожарных мер, где бы эти операции не выполнялись. Не следует применять взрывчатые или возгорающиеся материалы. Необходимо иметь под рукой огнетушитель, готовый к немедленному использованию на случай пожара. План пневматических испытаний включает следующее:

- испытательная среда;
- минимальное и максимальное давление испытания;
- отключения других линий или оборудования от испытываемых;
- используемое испытательное оборудования и т. д.;
- протяженности трубопровода, подлежащего испытанию.

Обеспечение здоровых и безопасных условий труда персонала, предупреждение аварийных ситуаций и защита работающих и населения, обеспечение постоянного контроля и предотвращение загрязнения окружающей природной среды, производится службой охраны труда, а также специальными службами газовой безопасности и органами, контролирующими охрану окружающей природной среды.

На рабочий проект выдано экспертное заключение №31 от 08.12.2015 года по промышленной безопасности, выданное ТОО «Стримлайн», согласованное с ГУ «Управление энергетики и ЖКХ Актюбинской области» №1-04-13/3146 от 24.11.2015 года.

6.4 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.

Проект строительства можно считать экологически безопасными, так как он удовлетворяет следующим условиям:

- исключена угроза для здоровья человека при прямом, косвенном и других видах воздействия в период строительства и эксплуатации;
- предупреждена возможность необратимых изменений или кризисных явлений в окружающей среде;
- исключены катастрофические последствия в случае технического отказа каких-либо элементов сооружения.

При этом обязательным условием является безусловное выполнение всего комплекса природоохранных мероприятий, предусмотренных настоящим проектом.

В период строительства основные задачи контроля сводятся к следующему:

- запрещения производства работ, прямо или косвенно воздействующие на окружающую среду;
- запрещение применения токсичных или опасных для окружающей среды материалов и конструкций без согласования со службами СЭС и экологии;
- на участках строительства должен соблюдаться контроль за сохранностью ландшафта.

Для охраны почвы от загрязнения строительными отходами, предусматривается сбор и вывоз их с территории установки. Материалы, подлежащие вывозу, не являются токсичными.

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.

Оценка воздействия на окружающую среду процессов строительства показывает, что при соблюдении всех предусмотренных настоящим проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред окружающей среде нанесен не будет.

Раздел «Охрана окружающей среды» рабочего проекта согласован с ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Актюбинской области» (заключение государственной экологической экспертизы на рабочий проект №eco/D24-0081/16/6 от 20.04.2016 года).

6.5 Организация строительства

Проектом определены объемы основных строительно-монтажных работ: потребность в основных строительных материалах, механизмах и транспортных средствах, трудоемкость и сроки строительства. Срок продолжительности строительства определен согласно СНиП РК 1.04.03-2008 и составляет 6,5 месяцев, в том числе 0,5 месяцев на подготовительный период.

6.6 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии со СН РК 1.02-03-2011, 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 1-25.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса – АВС-4 (редакция 5.4.5) по выпуску сметной документации в ценах 2001 года.

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 8.02-02-2002 г.

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.

В соответствии с постановлением Правительства от 11 сентября 2007 года № 791 переход к текущей и прогнозной сметной стоимости строительства от базовых цен 2001 года выполнен через индексы изменения месячного расчетного показателя на период 2015-2019 годы (протокол №47 от 17.11.2015г.).

Налоги, сборы и обязательные платежи начислены согласно действующему законодательству в размере 2%.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от расчетной стоимости строительства в прогнозных ценах с учетом налогов, сборов и обязательных платежей.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка принятых проектных решений

В соответствии с Правилами определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам, утвержденных приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан №165 от 28 февраля 2015 года, разработчиком проекта установлен технически сложный II (нормальный) уровень ответственности.

Рабочий проект разработан в соответствии с заданием на проектирование и требованиями нормативных документов.

Состав и комплектность представленных материалов соответствует требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

7.2 Изменения и дополнения, внесенные в рабочий проект в процессе проведения экспертизы:

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям филиала РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области в рабочий проект заказчиком и генеральным проектировщиком были внесены следующие изменения и дополнения:

Технологические решения

1. Представлена справка о количестве потребителей.
2. Переходы под автодорогой и ж/дорогой согласованы с ТОО «Тау-Кен».
3. В ОПЗ доработаны описания переходов через авто и ж/дорогами, через поймы, с указанием пикетов.
4. В ОПЗ и паспорте указаны расходы газа на Сарсай и Бирчогур.
5. Вместо ПГБ-13-2НВ-У1 принят ПГБ-03Б-04-2У1.
6. Ширина траншеи принята согласно п.5.8 МСП 4.03-103-2005.

Электротехнические решения

7. Рабочий проект согласован с ТОО «Тау-Кен» в части подключения к электролиниям и с Шалкарской дистанцией электроснабжения АО «КТЖ» согласно

технических условий №907 от 16.09.2015 года на электроснабжение ПГБ, выданных «Шалкарская дистанция электроснабжения» филиала АО «НК «КТЖ».

Сметная документация

8. Стоимость оборудования, изделий и материалов, отсутствующих в действующей нормативной базе и принятые по прайс-листам, обоснована и согласована заказчиком ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области» в соответствии СН РК 1.02-03-2011 (протокол согласования стоимости оборудования и материалов 13 - позиций, утвержденный заказчиком).

9. Откорректировано согласно замечаниям технической части проекта.

10. Откорректировано согласно сборнику сметных цен строительные материалы, изделия и конструкции СН РК 8.02-04-2002 изменения и дополнения, выпуск 25.

11. Сметная документация составлена в ценах 2017 года согласно письма №04-14/1480, выданного ГУ «Управлением энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области» от 23.05.2016 года.

12. Стоимость ПИР откорректирована согласно расчета.

13. Откорректирована стоимость экспертизы согласно договора.

В результате внесенных изменений и дополнений сформированы следующие технико-экономические показатели по рабочему проекту:

Таблица №2

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Примечание (+увеличен, -уменьшен)
			заявленные до экспертизы	рекомендуемые к утверждению	
1.	Потребляемый расход газа	м^3/час	326,5	326,5	
2.	ПГБ-03Б-04-2У1	шт.	1 ПГБ-13-2НВ-У1	1 ПГБ-03Б-04-2У1	-
3.	Протяженность газопровода высокого давления	м	9 986,0	9 986,0	
4.	Протяженность газопровода среднего давления	м	539,0	539,0	-
5.	Протяженность газопровода низкого давления	м	3 780,0	3 780,0	
6.	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г, в том числе: СМР оборудование прочие затраты	млн. тенге	48,873 45,483 2,773 0,617	48,222 45,018 2,592 0,611	- 0,651 - 0,465 - 0,181 - 0,006
7.	Общая сметная стоимость строительства в прогнозных ценах 2017 г, в том числе: СМР оборудование прочие затраты	млн. тенге	163,150 124,477 7,589 31,083	176,518 131,802 7,589 37,126	+ 13,368 + 7,325 - + 6,043
8.	Продолжительность стр-ва	мес.	6,5	6,5	-

В результате экспертизы рабочего проекта с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в прогнозных ценах принята в сумме – 176,518 млн.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 163,150 млн.тенге, общее увеличение сметной стоимости по объекту составило в сумме – 13,368 млн. тенге.

Увеличение сметной стоимости строительства вызвано корректировкой стоимости ПИР и пересчетом в цены 2017 года.

8. ВЫВОДЫ:

1. С учетом внесенных изменений и дополнений, рабочий проект «Строительство внутрипоселкового газопровода в с.Сарсай Шалкарского района Актюбинской области» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

- расход газа	- 326,5 м^3/час;
- общая протяженность газопровода	- 14 305,0 м;
- ПГБ-03Б-04-2У1	- 1 шт.;
- общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года	- 48,222 млн.тенге;
в том числе: СМР	- 45,018 млн.тенге;
оборудование	- 2,595 млн.тенге;
прочие затраты	- 0,611 млн.тенге;
- общая сметная стоимость строительства в прогнозных ценах 2017 года	- 176,518 млн.тенге;
в том числе: СМР	- 131,802 млн.тенге;
оборудование	- 7,589 млн.тенге;
прочие затраты	- 37,126 млн.тенге;
- продолжительность строительства	- 6,5 месяца.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области» в соответствии с договором №061240003738/160015/00 от 14.03.2016 года.

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

4. До начала производства работ проект (рабочий проект) подлежит представлению для утверждения в установленном порядке не позднее 3 месяцев со дня выдачи экспертизы.

5. Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР:

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Ақтөбе облысы Шалқар ауданы Сарысай ауылында ауылішілік газ құбырын салу» жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіппен келесі негізгі техникалық - экономикалық көрсеткіштерімен бекітуге ұсынылады:

- газдың шығыны	- 326,5 м^3/сағат;
- газ құбырының жалпы ұзындығы	- 14 305,0 м;
- ПГБ-03Б-04-2У1	- 1 дана;

- 2001 жылғы базалық бағадағы
 құрылыстың жалпы сметалық құны - 48,222 млн.теңге;
 оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары - 45,018 млн.теңге;
 жабдықтар - 2,592 млн.теңге;
 өзге шығындар - 0,611 млн.теңге;
- 2017 жылғы болжамды бағадағы
 құрылыстың жалпы сметалық құны - 176,518 млн.теңге;
 оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары - 131,802 млн.теңге;
 жабдықтар - 7,589 млн.теңге;
 өзге шығындар - 37,126 млн.теңге;
- құрылыс ұзақтығы - 6,5 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы тапсырысшының бекітілген жобалау үшін берілген бастапқы материалдарын (мәліметтер) есепке ала отырып, 14.03.2016 жылғы №061240003738/160015/00 келісім шарт шарттарына сәйкес «Ақтөбе облысының энергетика және тұрғын-үй коммуналдық шаруашылығы басқармасы» ММ кепілдігімен орындалды.

3. Жоба (жұмыс жобасы) бекітілуге ұсынылғанда және өндіріс жұмысына берілген кезде, оның мемсараптаманың осы қорытындысымен сәйкестілігі тексерілуге жатады.

4. Жоба (жұмыс жобасы) өндіріс жұмысы басталғанға дейін белгіленген тәртіп бойынша қорытынды берілген күннен бастап, 3 ай мерзімі аралығында бекітуге ұсынылуы тиіс.

5. Тапсырыс беруші құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдарын және конструкцияларын барынша пайдалансын.

Куздибаева С.Р.

Эксперт

Калмагамбетова Г.М.

Ведущий специалист

Кукиев А.М.

Эксперт

Башигулов Р.Г.

Эксперт

Сагинтаева Ж.К.

Главный специалист

Тлегенов Ш.Т.

Эксперт

Биртай Б.Б.

Эксперт

Табылдин Т.Ж.

Начальник производственного отдела

Кандыгулов К.К.

Заместитель директора