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

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

25.05.2016 ж. № 04-0132/16

ҚОРЫТЫНДЫ

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

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Инженерное проектирование» ЖШС,
Ақтөбе қаласы

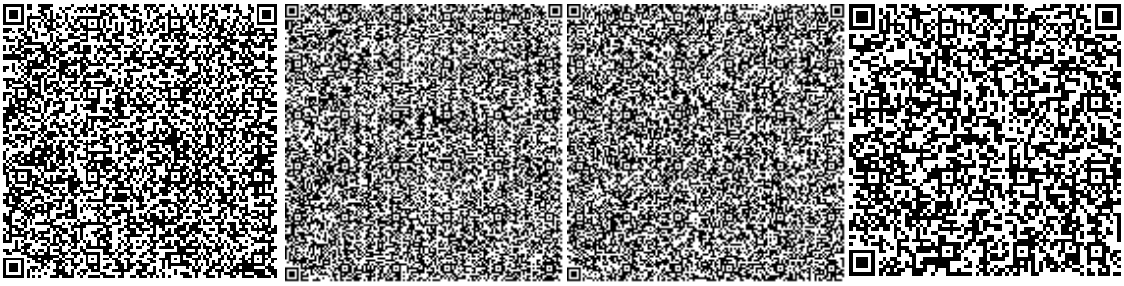
Ақтөбе қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Ақтөбе облысы Шалқар ауданы Бирчогур 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

№ 04-0132/16 от 25.05.2016 г.

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

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

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Инженерное проектирование»,
город Актобе

город Актобе

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное сводное заключение на рабочий проект **«Строительство внутрипоселкового газопровода в с.Бирчогур 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.Бирчогур Шалкарского района Актюбинской области».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №061240003738/160014/00 от 14.03.2016 г., 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 – Каленов М.М. (приказ №9 от 30.04.2015 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 №58 от 23.12.2014 года, утвержденное главным архитектором Шалкарского района;
- акт выбора земельного участка №298 от 2015 года площадью 1,0 га, подписанный комиссией;
- решение акима Биршогырского сельского округа №20 от 28.04.2015 года о выделении земельного участка;
- справка от 18.11.2013 года о количестве потребителей, выданная и.о. акима Биршогырского сельского округа;
- письмо №04-13/1104 от 13.04.2016 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:

- исх.№15 от 29.07.2015 года на электроснабжение ПГБ, выданные «Шалкарская дистанция электроснабжения» АО «НК «КТЖ»;
- №761 от 18.09.2015 года на подключение к газораспределительным сетям, выданные АПФ АО «КазТрансГаз Аймак».

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

- письмо №ses/D131-03/00010/2 от 24.02.2016 года о том, что данный рабочий проект не подлежит рассмотрению, выданное РГУ «Шалкарское районное управление по

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

- заключение государственной экологической экспертизы №eco/D24-0070/16/6 от 08.04.2016 года, выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Актюбинской области»;

- экспертное заключение №ЭПБ-08/04 от 16.09.2015 года по промышленной безопасности, выданное ТОО «ПромТехЭкспертиза» (аттестат №36 от 16.05.2012 года);

- согласование на рабочий проект исх.№1-04-13/3618 от 31.12.2015 года, выданное ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области»;

- пересечения газопроводов с железной дорогой согласованы с НОДГ-11, НЖСГ-11, ПЧГ-7, ШЧГ-3, ЭЧГ-3, ДС-Биршогыр АО «КТЖ»;

- пересечения линий связи согласованы с АФ АО «Транстелеком»;

- рабочий проект согласован с ПТО АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» №4343 от 08.01.2016 года, со службой учета и режима газоснабжения №766 от 09.12.2015 года.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу:

- общая пояснительная записка;
- паспорт проекта;
- рабочие чертежи - внутриквартальные сети газоснабжения;
- отчет №25 от 21.11.2015 года об инженерно-геологических изысканиях, выполненный ИП «Дуйсембаев А.Т.»;
- технический отчет по топографо-геодезическим работам, выполненный в 2015 году ТОО «Актобе ГенСтрой»;
- раздел «Охрана окружающей среды», выполненный ИП «Керимбай Т.»;
- 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 Бирчогур 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.Бирчогур Шалкарского района.

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	- 1,63 м;
- сейсмичность участка строительства	- 5 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

Согласно инженерно-геологического отчета №25 от 21.11.2015 года, выполненного ИП «Дуйсембаев А.Т.», государственная лицензия ГСЛ №000040 от 28.02.2008 года, приложение к лицензии от 06.06.2012 года, геолого-литологический разрез участка работ в разрезе грунтового основания до глубины 4,0 м выделены следующие инженерно-геологические элементы (сверху – вниз):

- ИГЭ-1- почвенно-растительный слой, малогумусный, пронизанный корнями степных трав. Мощность слоя 20 см;

- ИГЭ-2 – суглинок коричневый твердой консистенции с включением щебня до 10%. Мощность слоя от 0,1 до 4,0 м.

Основанием газопровода служат суглинки с физико-механическими свойствами: объемный вес- 1,75 г/см^3, удельный вес – 2,71 г/см^3, модуль деформации супесей в естественном состоянии 15,3 МПа, в водонасыщенном состоянии – 6,0 МПа.

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 (480-2550 мг/кг) грунты неагрессивные к бетонам нормальной проницаемости (марка W4) на сульфатостойком цементе и сильноагрессивной к бетонам нормальной плотности на портландцементе.

Коррозионная активность грунтов участка:

- к углеродистой стали - «средняя»; к алюминиевым оболочкам кабелей – «средняя», содержание хлор-иона 0,015-0,166 %; - к свинцовым оболочкам кабеля – «высокая».

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

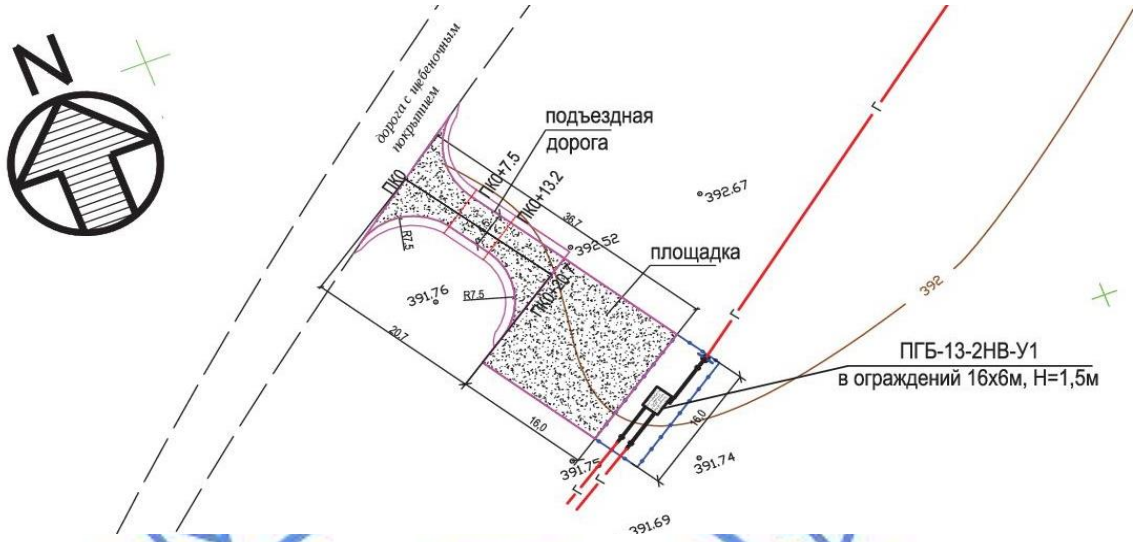
Участок строительства расположен в с.Бирчогур Шалкарского района.

Генеральный план разработан на основании задания на разработку и исходных данных на топооснове в масштабе М1:1000, 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 отметке 392,25.

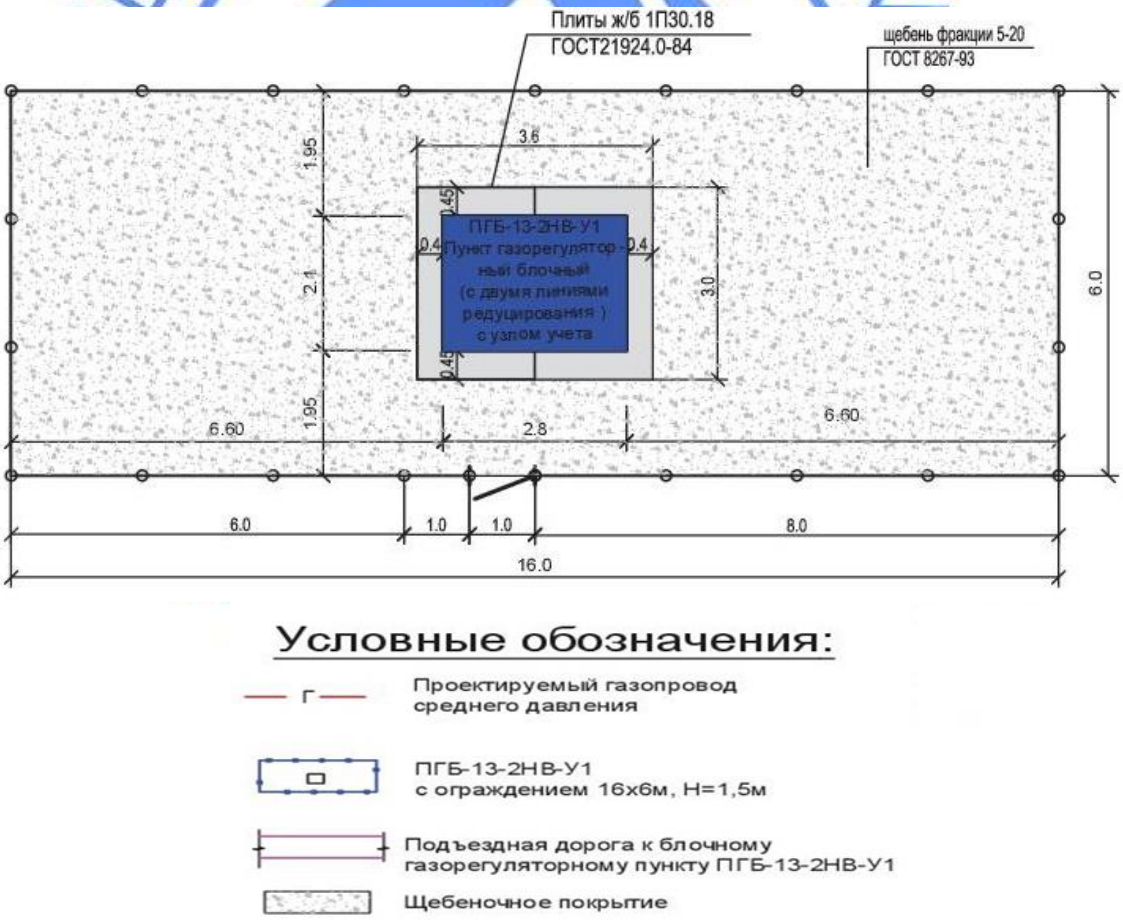
Размещение пункта ПГБ на участке выполнено с учетом противопожарных и санитарно-гигиенических разрывов, проездов, выездов. ПГБ устанавливается на площадку с размерами 3,6х3,0м из железобетонных плит 1П30.18 ГОСТ 21924.0-84, Покрытие участка - щебеночное. На территории предусмотрен необходимый уклон для стока ливневых вод.

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. В качестве столбов используются стальные трубы сечением 89х3,5 мм по ГОСТ 3262-75.

К территории ПГБ от существующей автодороги предусмотрена подъездная дорога с площадкой для стоянки и разворота автомашин размером 12,0х16,0 м с песчанно-гравийным покрытием, основание - уплотненный грунт. Укрепление обочин из щебеночно-песчаной смеси. Протяженность проектируемой дороги 20,7 м с шириной дорожного полотна 4,5 м.



Ситуационная схема генплана Рис.1



Ситуационная схема ПГБ Рис.2

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 покрытия участка	$м^2$	96,0
4.	Площадь покрытия проезда с разворотной площадкой	$м^2$	385,95

6.2.2 Технологические решения

Согласно технических условий №761 от 18.09.2015 года, выданных АПФ АО «Каз ТрансГаз Аймак», для газификации 314 жилых домов, 24 соцкультбытобъектов с.Бирчогур ориентировочный расход газа 700 $м^3$/час.

Данным проектом предусмотрен газопровод в целях обеспечения газом населения для отопительных и потребительских нужд общим потребляемым расходом 878 $м^3$/час, из них основной расход газа на бытовые нужды населения (автономное газовое отопление, горячее водоснабжение и использование газа на приготовление пищи). Точка подключения – проектируемый газопровод высокого давления второй категории, Рпр.= 6,0 кгс/см² диаметром 225 мм, после подключения сел Алабас и Сарысай.

Подводящий газопровод высокого давления

Подводящий газопровод высокого давления второй категории от точки врезки до ПГБ, расположенного в с.Бирчогур запроектирован из полиэтиленовых труб по СТ РК ИСО 4437-2004 (ГОСТ Р 50838-2009) ПЭ100 SDR-11 диаметром 110х10,0 мм общей протяженностью 1400 м.

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 диаметром 219х5,0 мм длиной 0,8 м и устанавливается отключающее устройство-задвижка стальная на фланцах марки ЗКЛ-2-16 диаметром 100 мм (1 шт.). Стальные участки узлов неразъемного соединения покрываются изоляцией типа "весьма усиленная".

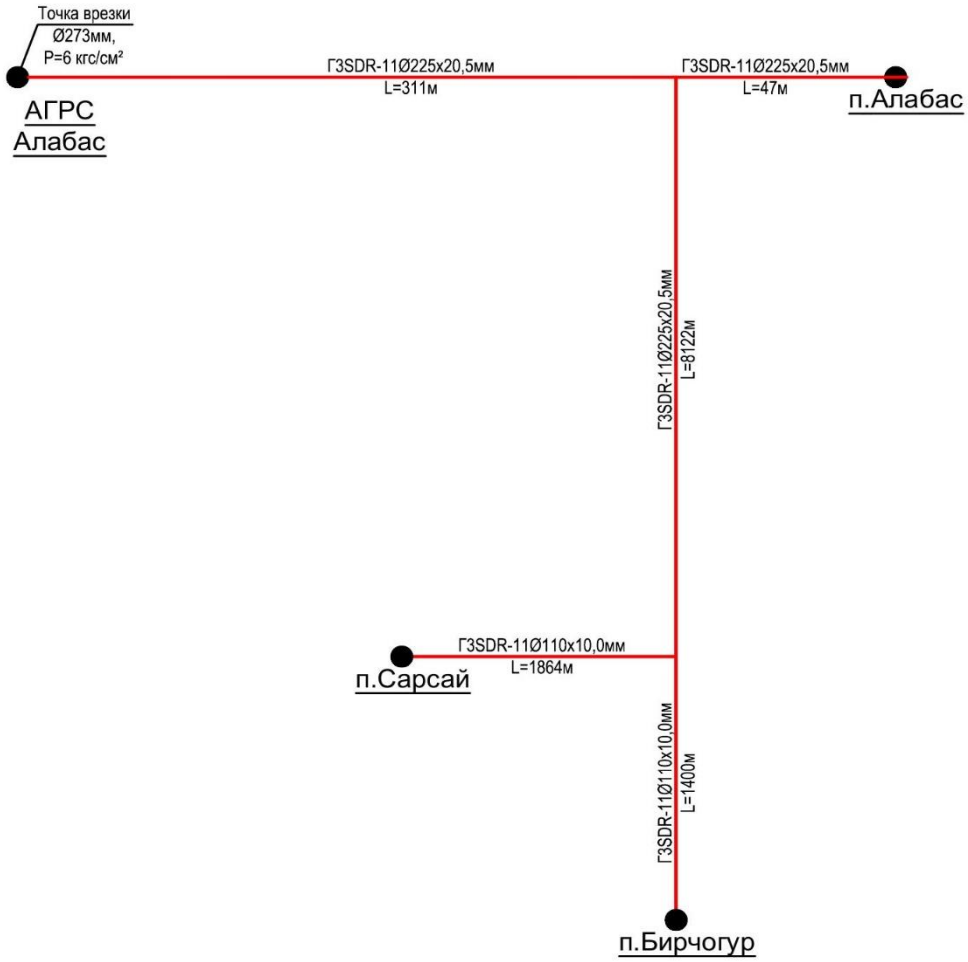
Средняя глубина заложения подземного газопровода от верха трубы 1,0 м.

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.

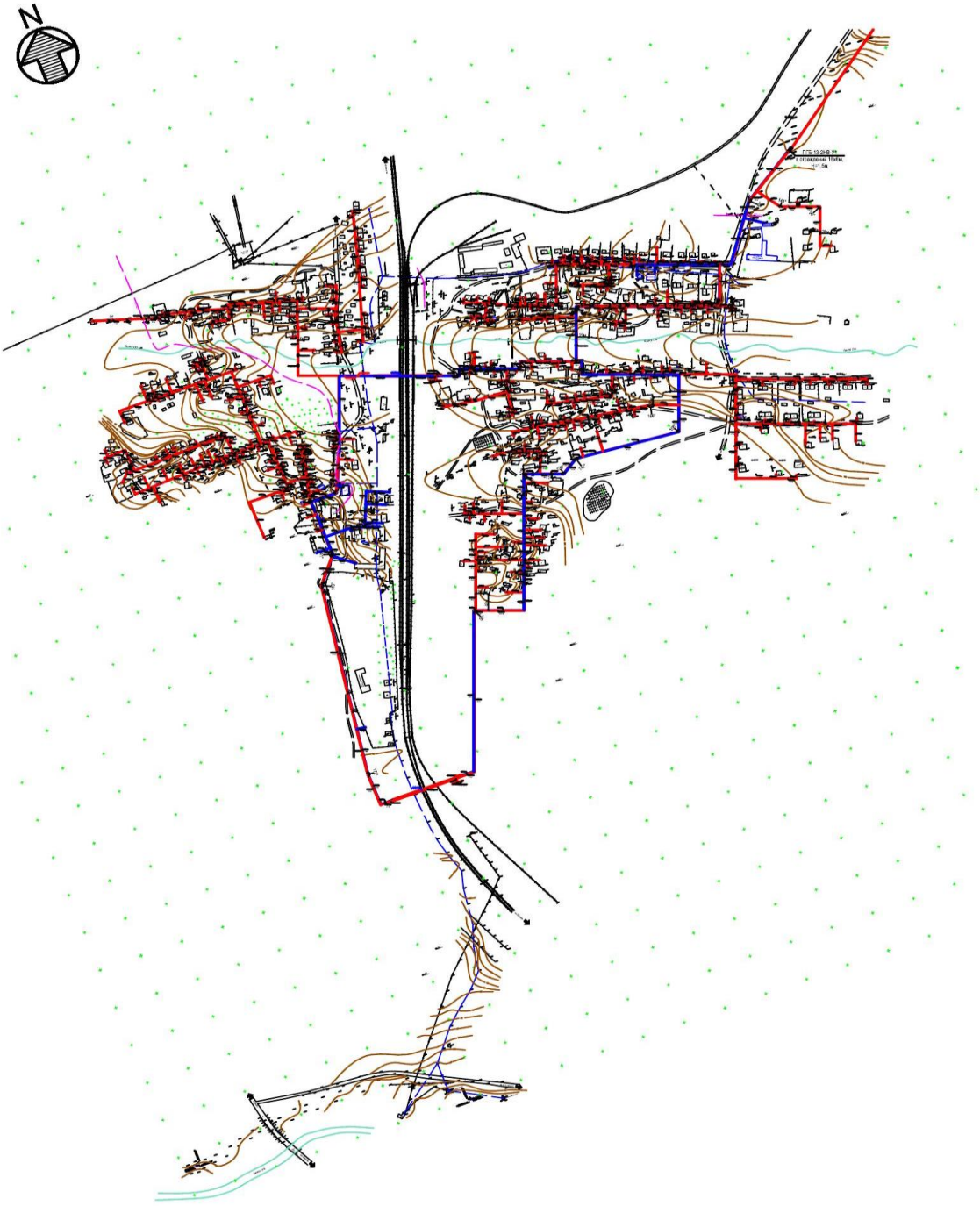
Укладка газопровода осуществляется на песчаное основание толщиной не менее 10 см и присыпается слоем песка на высоту не менее 20 см. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода предусмотрена прокладка вдоль присыпанного газопровода (на расстоянии 0,2-0,3 м) изолированного алюминиевого провода сечением 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 (2 шт.).

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



Ситуационная схема подводящего газопровода Рис.3



Ситуационная схема газопроводов Рис.4

Блочный газорегуляторный пункт ПГБ-13-2НВ-У1

В районе с.Бирчогур для понижения высокого давления второй категории до среднего давления (для социальных объектов) и низкого давления (для жилых домов) проектом предусмотрена установка газорегуляторного пункта блочного типа ПГБ-13-2НВ-У1 в ограждении по проектному решению 145.04-0-ГСН.ОГР-И, с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами: на среднее РДГ-50В и низкое выходное давление газа РДГ-50Н и с узлом учета «Дельта» G-100, измерительным комплексом на базе счетчика с электронным корректором объема газа ИСТОК-ТМ2 и телеметрией.

Для отопления ПГБ предусмотрен газовый конвектор.

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.

На входе и выходе из ПГБ предусмотрены задвижки стальные марки ЗКЛ-2-16 диаметрами 200 мм – 2 шт., 100 мм – 1 шт., 50 мм – 1 шт.

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

Газопровод среднего давления предусмотрен подземным из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 по ТУ 6-19-352-87 диаметром 63х5,8 мм протяженностью 4613,0 м и надземным из труб стальных электросварных по ГОСТ 10704-91 из стали В 20 ГОСТ 1050-2013 диаметром 57х3,0 мм протяженностью 80,0 м. На выходе из земли на вертикальном участке газопровод заключается в стальной футляр диаметром 108х4,0 мм длиной 0,8 м и на границе участков предусмотрены задвижки диаметром 50 мм марки ЗКЛ-2-16, на опорах ОП-II-2200 диаметром 57 мм Н=2,2 м - по 12 шт. и заглушка диаметром 63 мм - 1шт.

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 газопровод диаметром 63х5,8 мм заключается в полиэтиленовый футляр ПЭ100 SDR11 с коэффициентом запаса прочности 2,8 диаметром 140х12,7мм длиной 11,0 м (13 шт.).

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.

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.

Переход газопровода через железную дорогу на 2040 км ПК8+50

Проектом разработан переход газопровода под железной дорогой нормальной колеи в соответствии с поперечным профилем земляного полотна на участке 2040 км ПК8+50, в соответствии с требованиями СНиП РК 3.03-01-2001 "ЖЕЛЕЗНЫЕ ДОРОГИ КОЛЕИ 1520 мм", МСН 4.03-01-2003, МСП 4.03-103-2005, Требования по безопасности объектов систем газоснабжения, "Требования промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов" и Технический регламент "Требования к безопасности систем газоснабжения". Пересечение железнодорожных путей выполнено под углом 90°.

Газопровод на пересечении железной дороги запроектирован из полиэтиленовых труб СТ РК ИСО 4427-2004 (ГОСТ Р 50838-2009) SDR-11 диаметром 63х5,8 мм и ПЭ100 SDR-17 диаметром 225х13,4 мм с коэффициентом запаса прочности 2,8.

Прокладка газопроводов среднего и низкого давлений в месте пересечения с железной дорогой выполнена методом горизонтально направленного бурения ГНБ в футляре из стальных труб ГОСТ 10704-91 диаметром 426х9,0 мм длиной 135,0 м с коэффициентом запаса прочности 2,8. На конце футляра, на расстоянии не менее 10,0 м от железной дороги по ходу газа, устанавливается продувочная свеча диаметром 57х3,0мм, выходящая под защитное устройство.

Согласно норм МСН 4.03-01-2003 глубина укладки газопровода в месте пересечения при производстве работ методом прокола не менее 2,5 м от подошвы насыпи до верха футляра. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 концы футляра выводятся на расстояние не менее 2,0 м за пределы подошвы насыпи. Концы футляра уплотняются. Промежутки между стенками футляра и рабочей трубой заделываются смоляным канатом. В пределах футляра контроль качества сварных стыков в месте прокола 100%.

Переход газопровода через железную дорогу на 2041 км ПК8+90

Проектом разработан переход газопровода под железной дорогой нормальной колеи в соответствии с поперечным профилем земляного полотна на участке 2041 км, ПК8+90. Пересечение железнодорожных путей выполнено под углом 90°.

Газопровод на пересечении железной дороги запроектирован из полиэтиленовых труб СТ РК ИСО 4427-2004 (ГОСТ Р 50838-2009) SDR-11 диаметром 63х5,8 мм и ПЭ100 SDR-17 диаметром 225х13,4 мм с коэффициентом запаса прочности 2,8.

Прокладка газопроводов среднего и низкого давлений в местах пересечения с железной дорогой выполнена методом горизонтально направленного бурения ГНБ в футляре из стальных труб ГОСТ 10704-91 диаметром 426х9,0 мм длиной 140,0 м с коэффициентом запаса прочности 2,8. На конце футляра, на расстоянии не менее 10,0 м от железной дороги по ходу газа, устанавливается продувочная свеча диаметром 57х3,0мм, выходящая под защитное устройство.

Согласно норм МСН 4.03-01-2003, глубина укладки газопровода в месте пересечения при производстве работ методом прокола не менее 2,5 м от подошвы насыпи до верха футляра. Согласно норм МСН 4.03-01-2003 концы футляра выводятся на расстояние не менее 2,0 м за пределы подошвы насыпи. Концы футляра уплотняются. Промежутки между стенками футляра и рабочей трубой заделываются смоляным канатом. В пределах футляра контроль качества сварных стыков в месте прокола 100%.

Газопровод низкого давления Г1

Газопровод низкого давления от ПГБ до потребителей запроектирован подземным способом из полиэтиленовых труб ПНД С ГАЗ ПЭ 100 SDR17 диаметрами 225 х 13,4 мм=3 215,0,0 м, 160х9,5 мм=251,0 м, 110х6,6 мм=5 800,0 м, 63х3,8 мм= 2 500,0 м по ТУ 6-19-352-87 и надземным (по опорам) способом из труб стальных электросварных по ГОСТ10704-91 из стали В-Вст2сп2 по ГОСТ 1050-2013 диаметрами 219х5,0 мм=8,0 м и 57х3,5 мм=1 300,0 м. Весь надземный газопровод защищается от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из 2-х слоев грунтовки и 2-х слоев краски или эмали, предназначенной для наружных работ. Газопровод окрашивается в желтый цвет, опоры - в черный цвет.

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 - 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".

На выходе из земли к потребителям газопровод заключается в футляр диаметрами 325х9,0 мм=1 шт. и 108х4,0 мм длиной 0,8 м для вывода провода спутника под ковер и отключающее устройство согласно требований технических условий, кран шаровый диаметром 50 мм с заглушками, все по 320 шт.

Средняя глубина заложения подземного газопровода - 1,2 м.

Также предусмотрены краны шаровые со штангой и заглушки полиэтиленовые диаметрами 225 мм – по 9 шт., 160 мм – по 2 шт., 110 мм – по 45 шт.

Укладка газопровода и соединений осуществляется на песчаное основание толщиной не менее 10 см и присыпается слоем песка не менее 20 см. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода предусмотрена прокладка вдоль присыпаемого газопровода (на расстоянии 0,2-0,3 м) изолированного алюминиевого провода сечением 2,5 мм² по ГОСТ 31947-2012 с выводом его концов под ковер для возможности подключения аппаратуры. В целях предотвращения механического повреждения газопровода, предусмотрена укладка пластмассовой сигнальной ленты желтого 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. 5.7 на участках пересечений газопровода с подземными инженерными коммуникациями лента должна быть уложена дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2,0 м в обе стороны от пересекаемого сооружения. В местах пересечений газопровод заключается в полиэтиленовый футляр SDR11 диаметрами 225х20,5 мм, 160х14,6 мм и 110х10,0 мм, выходящий на 2,0 м в каждую сторону от оси пересечения. Концы футляра заделываются монтажной пеной.

Проектом предусмотрена параллельная (в одной траншее) прокладка газопровода среднего и низкого давлений. Расстояние между двумя полиэтиленовыми газопроводами, проложенными в одной траншее должно быть не менее диаметра большего газопровода, но не менее 0,1 м. Расстояние по вертикали в свету на пересечении газопровода низкого и среднего давления должно быть не менее 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° С и не выше плюс 30°С.

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.

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).

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: объемный вес - 1,75 г/см^3, удельный вес – 2,71 г/см^3, модуль деформации супесей в естественном состоянии 15,3 МПа, в водонасыщенном состоянии – 6,0 МПа.

Фундаменты под ПГБ - железобетонные плиты марки 1П30.18 по ГОСТ 21924.0-84, основанием служит щебень фракции 5-20 мм по ГОСТ 8267-93 толщиной 150 мм.

Покрытие площадки ПГБ предусмотрено щебеночное: щебень 5-20 мм толщиной 150 мм по ГОСТ 8267-93, основание - уплотненный грунт насыпи.

Проектом предусмотрено ограждение площадки ПГБ высотой 1,5 м и из металлической сетки по ГОСТ 5336-80 по металлическим столбам из трубы диаметром 89х3,5 мм по ГОСТ 3262-75, фундаменты под стойки из бетона класса В12,5.

Бетон, соприкасающийся 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 №15 от 28.07.2015 года, выданные АО «НК «КТЖ» Шалкарская динстанция электроснабжения;
- задание на разработку.

Надежность электроснабжения - III категория.

Точка подключения - существующая опора №27 ВЛ-0,4 кВ, отходящая от РУ-0,4 кВ ТП-1 10/0,4 кВ.

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

Согласно ПУЭ («Карта районирования Казахстана по скоростям ветра» и «Карта районирования Казахстана по толщине стенки гололеда») проектируемый участок электроснабжения относятся к IV по гололеду и к III району по ветровым нагрузкам.

Воздушная линия ВЛ-0,4 кВ выполнена на железобетонных стойках СВ-95-2 и ГОСТ 23009-78 согласно типовой серии 3.407.1-136. Предусмотрен сталеалюминиевый провод АС-35/6,2 ГОСТ 839-80. Изоляторы приняты марки ТФ 20-01 ГОСТ 30531-97.

Пролет составляет в среднем 34 м.

Опоры одностоечной конструкции установлены в пробуренный котлован диаметром 350-450 мм. Обратная засыпка котлованов произведена песчано-гравийной смесью. Уплотнения 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 КЛ-0,22 кВ от опоры №1 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 2,3 кВт;
- расчетный ток 10,4 А;
- максимальная потеря напряжения 1,2%;
- коэффициент мощности 0,85;
- протяженность ВЛ-0,4 кВ 146 м;
- протяженность КЛ-0,4 кВ 17 м.

Защитное заземление и молниеотвод

Молниеприемник (2 шт.) выполнен высотой 10,5 м из стальных труб диаметрами 57 мм, 38 мм, 25 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 40х4 мм 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 №ЭПБ-08/03 от 16.09.2015 года по промышленной безопасности, выданное ТОО «ПромТехЭкспертиза», согласованное с ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области» №1-04-13/3618 от 31.12.2015 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 бреде;
- 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/D24-0070/16/6 от 08.04.2016 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 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 – SANA-2001 версия 27-2.30 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 сметной 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. Представлено решение акима Биршогырского сельского округа №20 от 28.04.2015 года о выделении земельного участка.
2. Представлена справка от 18.11.2013 года о количестве потребителей, выданная и.о. акима Биршогырского сельского округа.
3. Представлено экспертное заключение №ЭПБ-08/03 от 16.09.2015 года по промышленной безопасности, выданное ТОО «ПромТехЭкспертиза» и согласованное с ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области» №1-04-13/3618 от 31.12.2015 года.
4. Ширина траншеи принята согласно п.5.8 МСП 4.03-103-2005.
5. Откорректированы протяженности газопроводов среднего и низкого давлений.
6. Откорректировано количество ГШК-50, вместо 791 шт. принято 332 шт.
7. Исключен аварийный запас труб диаметром 57мм = 1300,0 м.

Электротехнические решения

8. Лист №1. 22/2015/ЭС. Добавлены «Основные показатели проекта».
9. Лист №2,3. 22/2015/ЭС. Откорректирован расчетный ток в «Основных показателях».
10. Представлены технические условия исх.№15 от 29.07.2015 года, выданные «Шалкарская дистанция электроснабжения» АО «НК «КТЖ», и согласование.

Сметная документация

11. 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 Актюбин-

ской области» в соответствии СН РК 1.02-03-2011 (протокол согласования стоимости оборудования и материалов 5 - позиций, утвержденный заказчиком).

12. Откорректировано согласно замечаниям технической части проекта.

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

14. Откорректированы объемы работ по земляным работ согласно проекта и инженерно-геологического заключения.

15. Сметная документация составлена в ценах 2017 года, согласно письма №04-13/1104 от 13.04.2016 года, выданного ГУ «Управлением энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области».

16. 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	878,0	878,0	-
2.	Протяженность газопровода высокого давления	м	1 400,0	1 400,0	-
3.	ПГБ-13-2НВ-У1	шт.	1	1	-
4.	Протяженность газопровода среднего давления	м	4 000+80	4 613+80	+ 613,0
5.	Протяженность газопровода низкого давления, в том числе: 225х13,4 мм 160х9,5 мм 110х6,6 мм 63х3,8 мм 57х3,5 мм	м	13 400,0 4 000,0 600,0 5 000,0 2 500,0 1 300,0	13 066,0 3 215,0 251,0 5 800,0 2 500,0 1 300,0	- 334,0 - 785,0 - 349,0 + 800,0 - -
6.	Шаровый кран ГШК-50	шт.	791	332	- 459
7.	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г, в том числе: СМР оборудования прочие затраты	млн. тенге	89,044 85,041 2,741 1,261	64,815 61,146 2,739 0,930	- 24,229 - 23,895 - 0,002 - 0,331
8.	Общая сметная стоимость строительства в прогнозных ценах 2017 года, в том числе: СМР оборудования прочие затраты	млн. тенге	317,988 249,002 8,026 60,960	235,573 179,036 8,020 48,517	- 82,415 - 69,966 - 0,006 - 12,443
9.	Продолжительность стр-ва	мес.	6	6	-

В результате экспертизы рабочего проекта с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в прогнозных ценах принята в сумме – 235,573 млн.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 317,988 млн.тенге, общее снижение сметной стоимости по объекту составило в сумме – 82,415 млн.тенге.

Снижение сметной стоимости строительства вызвано корректировкой объема земляных работ согласно проекта, протяженности газопроводов среднего и низкого давлений, количеств ГШК-50, исключением аварийного запаса труб диаметром 57 мм протяженностью 1300,0 м.

8. ВЫВОДЫ:

1. С учетом внесенных изменений и дополнений, рабочий проект «Строительство внутрипоселкового газопровода в с.Бирчогур 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	- 878,0 м^3/час;
- общая протяженность газопровода	- 19 200,0 м;
- ПГБ-13-2НВ-У1	- 1 шт.;
- общая сметная стоимость строительства	
в базовых ценах 2001 года,	- 64,815 млн.тенге;
в том числе: СМР	- 61,146 млн.тенге;
оборудование	- 2,739 млн.тенге;
прочие затраты	- 0,930 млн.тенге;
- общая сметная стоимость строительства	
в прогнозных ценах 2017 года,	- 235,573 млн.тенге;
в том числе: СМР	- 179,036 млн.тенге;
оборудование	- 8,020 млн.тенге;
прочие затраты	- 48,517 млн.тенге;
- продолжительность строительства	- 6 месяцев.

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 №061240003738/160014/00 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 Бирчогур 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	- 878,0 м^3/сағат;
- газ құбырының жалпы ұзындығы	- 19 200,0 м;
- ПГБ-13-2НВ-У1	- 1 дана;

- 2001 жылғы базалық бағадағы	
құрылыстың жалпы сметалық құны,	- 64,815 млн.теңге;
оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары	- 61,146 млн.теңге;
жабдықтар	- 2,739 млн.теңге;
өзге шығындар	- 0,930 млн.теңге;
- 2017 жылғы болжамды бағадағы	
құрылыстың жалпы сметалық құны,	- 235,573 млн.теңге;
оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары	- 179,036 млн.теңге;
жабдықтар	- 8,020 млн.теңге;
өзге шығындар	- 48,517 млн.теңге;
- құрылыс ұзақтығы	- 6 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы тапсырысшының бекітілген жобалау үшін берілген бастапқы материалдарын (мәліметтер) есепке ала отырып, 14.03.2016 жылғы №061240003738/160014/00 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.

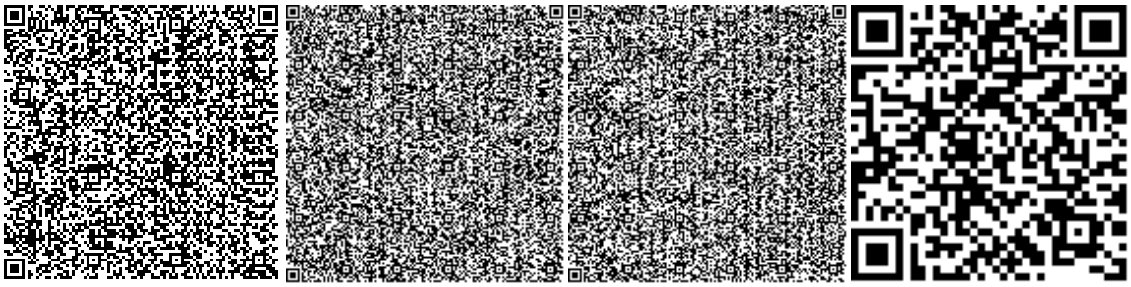
5. Тапсырыс беруші құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдарын және конструкцияларын барынша пайдалансын.

Куздибаева С.Р.

Эксперт

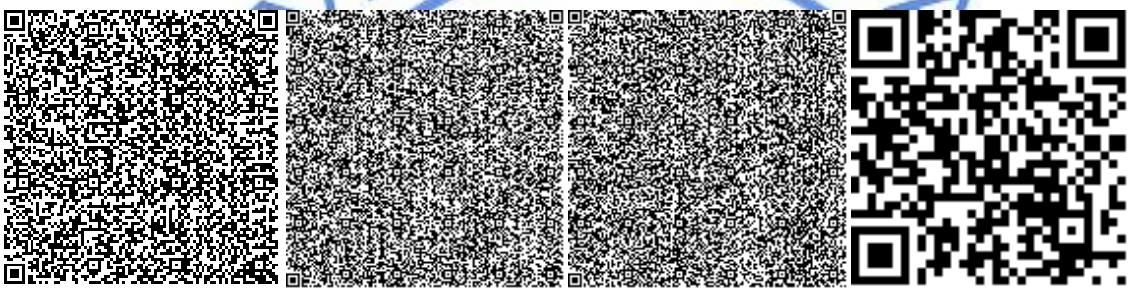
Калмагамбетова Г.М.

Ведущий специалист



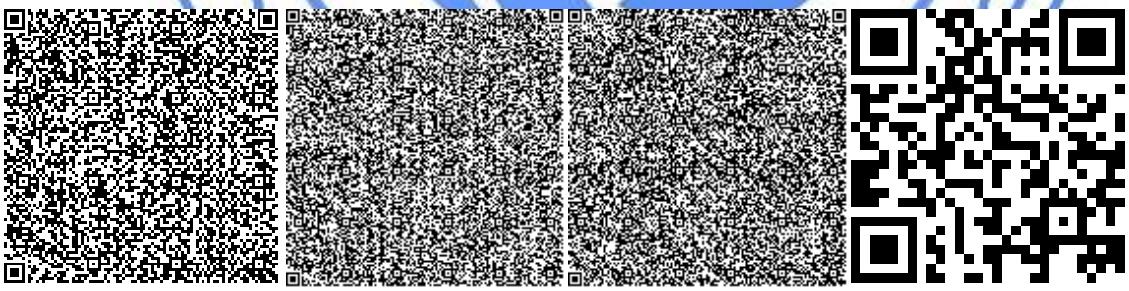
Сагинтаева Ж.К.

Главный специалист



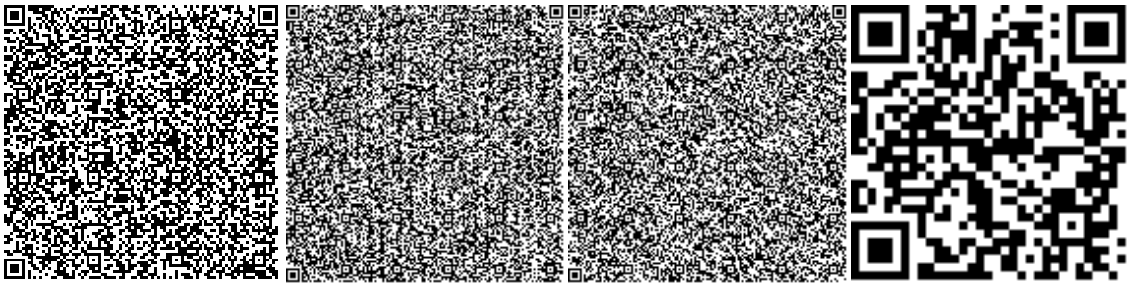
Кукиев А.М.

Эксперт



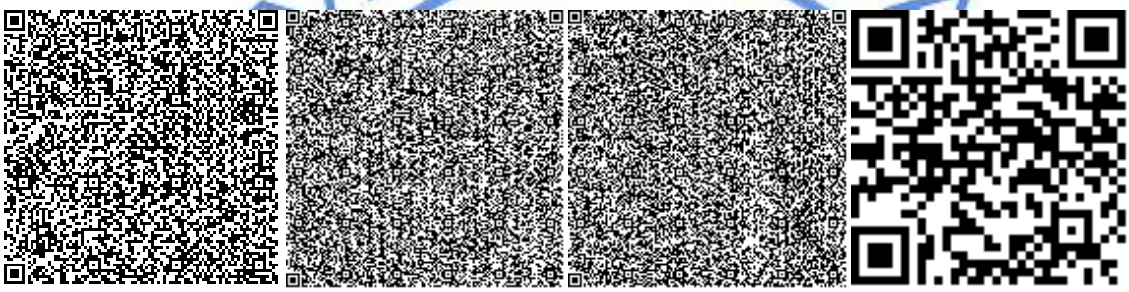
Башигулов Р.Г.

Эксперт



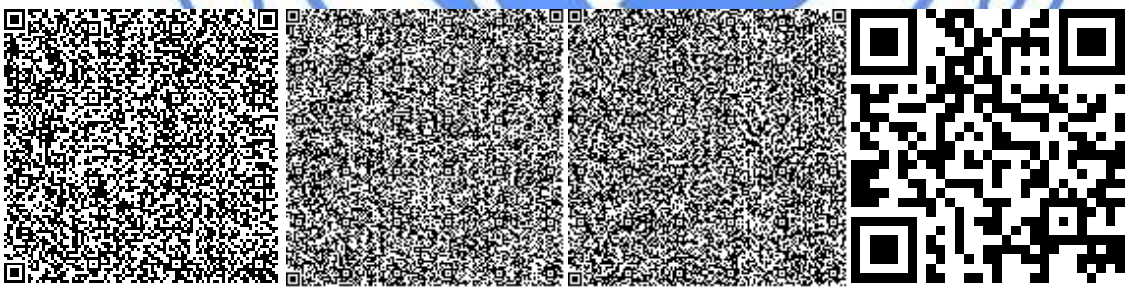
Тлегенов Ш.Т.

Эксперт



Биртай Б.Б.

Эксперт



Табылдин Т.Ж.

Начальник производственного отдела

Кандыгулов К.К.

Заместитель директора