Бекітемін
"Мемсараптама" РМК Ақтөбе облысы бойынша филиалы
Филиал басшысы
Ж.Ж. Ботенбаев

«Ақтөбе облысы Әйтеке би ауданы Жарөткел ауылында ауылішілік газ құбырын салу»
жұмыс жобасы бойынша

<<Дата (неудалять)>> ж. № 04-0651/15

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Ақтөбе облысының энергетика
және тұрғын-үй коммуналдық
шаруашылығы басқармасы» ММ,
Ақтөбе қаласы
БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Гипрогаз Кампани» ЖШС,
Ақтөбе қаласы

Ақтөбе қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Ақтөбе облысы Әйтеке би ауданы Жарөткел 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
Руководитель филиала
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области
Ботенбаев Ж.Ж.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 04-0651/15 от 24.12.2015 г.

по рабочему проекту
«Строительство внутрипоселкового газопровода в с.Жароткель Айтекебийского района Актюбинской области»

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

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Гипрогаз Кампани»,
город Актобе

город Актобе

ПРЕДИСЛОВИЕ

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

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №04-0542 от 13.11.2015 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», г. Актобе.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Гипрогаз Кампани» государственная лицензия №14012088 от 20.08.2014 года, выданная Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан, категория лицензии – I.

ГИП – Кузема И.С. (приказ №4 от 27.04.2015 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

- задание на разработку, утвержденное и.о. руководителя ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области» от 03.03.2015 года;
- архитектурно - планировочное задание №26 от 23.12.2014 года, утвержденное и.о. руководителя отдела архитектуры, градостроительства и строительства;
- постановление акимата Актюбинской области №451 от 19.12.2014 года «О реализации решения областного маслихата «Об областном бюджете на 2015-2017 годы»;
- постановление акима Айтекебийского района №247 от 15.12.2014 года о выделении земельного участка для с.Жароткель – 3,0 га;
- справка №63 от 13.05.2015 года о количестве жилых домов, коммунально-бытовых и административных зданий, подлежащих газификации, выданная отделом ЖКХ, ПТ и АД Айтекебийского района.

Технические условия:

- №152 от 23.07.2015 года для электроснабжения ПГБ, выданные Карабутакским УЭС КГЭН ТОО «Актобеэнергоснаб»;
- №492 от 07.07.2015 года на подключение к газораспределительным сетям, выданные АПФ АО «КазТрансГаз Аймак».

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

- письмо №eco/D21-03/00389/2 от 05.11.2015 года о том, что данный рабочий проект не подлежит рассмотрению, выданное РГУ «Департамент по защите прав потребителей Актюбинской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан»;
- заключение государственной экологической экспертизы №eco/D24-0198/15/6 от 02.12.2015 года, выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Актюбинской области»;
- экспертное заключение №ЭПБ-10/09 от 10.09.2015 года по промышленной безопасности, выданное ТОО «АктобеСтройЭксперт» (аттестат №0001671 от 03.04.2012 года);

- письмо-согласование №2843 рабочего проекта с ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области» от 26.09.2015 года;
- письмо-согласование №277 перехода под автодорогой-грейдер в 2-х местах методом прокола, выданное отделом ЖКХ, ПТ и АД Айтекебийского района от 04.12.2015 года;
- согласование рабочего проекта с ПТО АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» №438 от 09.09.2015 года главным инженером и службой учета и режима газоснабжения №420 от 10.09.2015 года;

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу:

- общая пояснительная записка – Том 1, инв.№295;
- генеральный план - альбом;
- внеплощадочные сети газоснабжения – 295-С12-ГСН;
- внутриплощадочные сети газоснабжения – 295-С11-ГСН;
- наружные сети электроснабжения – альбом;
- спецификация материалов и оборудования – Том 3;
- прилагаемые материалы: рабочие чертежи установки задвижек, полиэтиленового крана, выхода газопровода из земли, ограждения, поперечные сечения траншей;
- проект организации строительства – Том 4;
- паспорт проекта – Том 5;
- протокол согласования стоимости оборудования и материалов, утвержденный заказчиком;
- раздел «Охрана окружающей среды», выполненный ТОО «ГидроЭкоРесурс-L»;
- сметная документация;
- технический отчет по топографо-геодезическим работам и инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ТОО «АктобеСтройЭксперт» заказ №295-2015-ГИЗ от 2015 года.

5.4 Цель и назначение объекта строительства:

Обеспечение бесперебойным газоснабжением жилых домов и объектов села Жароткель 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 селе Жароткель Айтекебийского района Актюбинской области. Дорожная сеть представлена асфальтированной дорогой Актобе-Карабутак-Иргиз с ответвлениемна с.Жароткель, которая является основным путем сообщения.

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;
- вес снегового покрова	- 70 кгс/м^2;
- глубина промерзания грунтов	- 1,66-2,02 м.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

Согласно инженерно - геологическим изысканиям, выполненного ТОО «Актобе СтройЭксперт» в 2015 году,государственная лицензия ГСЛ №001619 от 20.04.2006 года, приложение к лицензии от 19.07.2012 года, инженерно-геологические условия характеризуются следующими грунтами:

- 1 слой – почвенно-растительный, мощность слоя 0,1 м;
- 2 слой – супесь щебенистая твердой консистенции, маловлажная, средней плотности, микропористая, с тонкими прослойками твердых глины и тяжелого суглинка мощностью от 1-3 мм до 3-5 см, мощность слоя 5,9 м.

Супесь проявляет просадочные свойства. Начальное просадочное давление равно 0,09 МПа. Начальная просадочная влажность составляет 21-23 %. Тип грунтовых условий по просадочности – I (первый).

Основанием для газопровода служит супесь с физико-механическими характеристиками: удельное сцепление- 11 кПа; угол внутреннего трения - 21°; плотность грунта - 1,68 г/см³; модуль деформации - 11 МПа (в естественном состоянии).

Коррозийная активность грунтов: к углеродистой стали – «высокая»; к алюминиевым оболочкам кабелей – «высокая»; к свинцовым оболочкам кабелей – «высокая».

Согласно СНиП РК 2.01-19-2004 по содержанию сульфатов (7460- 15320 мг/кг) грунты от слабоагрессивных до сильноагрессивных к бетонам нормальной проницаемости (марка W4) на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013. В расчет следует принять сильноагрессивные к бетонам на сульфатостойком цементе.

Грунтовые воды отсутствуют до глубины 6 м.

6.2 Проектные решения

Согласно технических условий для газификации 80 жилых домов, 10-ти соцобъектов и 23 крестьянских хозяйств с.Жароткель ориентировочный расход газа- 360 м^3/час.

Данным проектом предусмотрен газопровод в целях обеспечения газом населения для отопительных и потребительских нужд общим потребляемым расходом 350 м^3/час (3 066 000 м^3/год), 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 0,584 км диаметром 110х10,0 мм и внутриплощадочный газопровод среднего давления протяженностью 0,938 км диаметрами 57х4,0мм, 63х5,8мм и низкого давления протяженностью 5,474 км диаметрами 57х4,0 мм ÷ 159х4,0 мм, 63х3,8 мм ÷ 160х9,5 мм.

6.2.1 Генеральный план

Генеральный план разработан на основании задания на разработку и исходных данных на топооснове в масштабе М1:1000, выполненной ТОО «АктобеСтройЭксперт» от2015 года 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 228,95.

Размещение здания на участке выполнено с учетом противопожарных и санитарно-гигиенических разрывов, проездов, выездов.

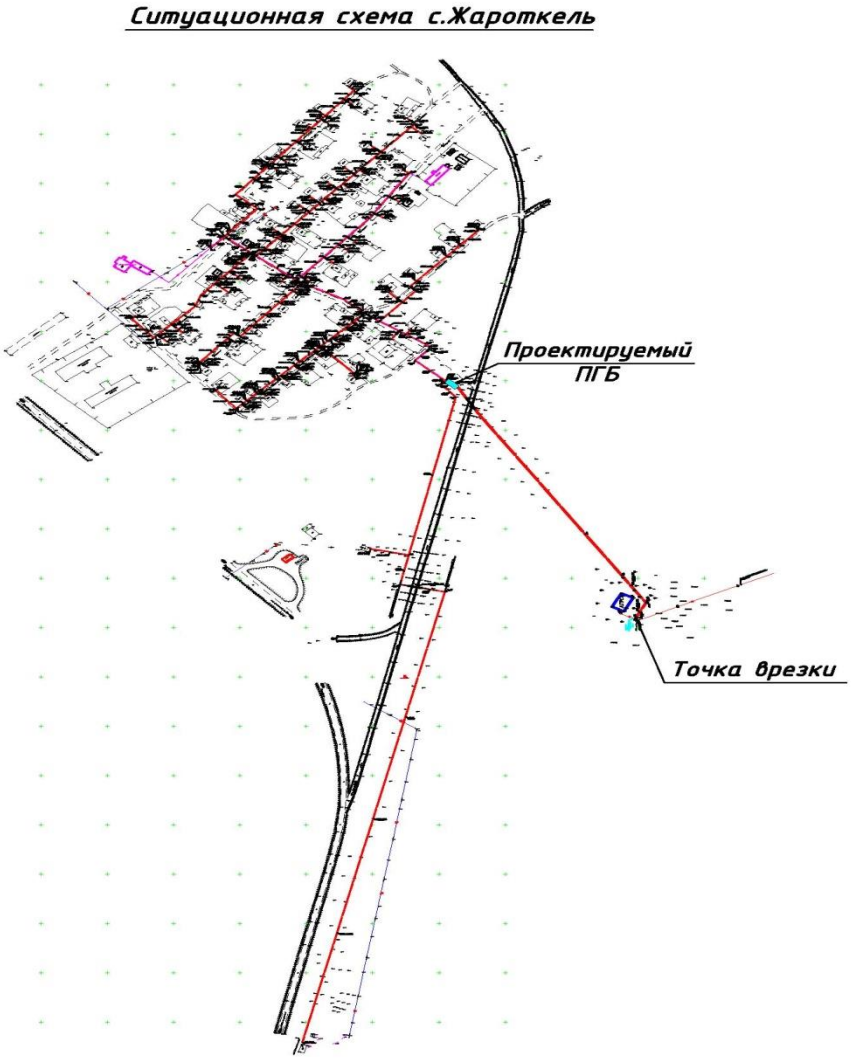
На участке предусмотрено размещение блочного газорегуляторного пункта ПГБ с размерами 5,5х2,8 м и установка деревянного противопожарного щита с деревянным ящиком для песка. ПГБ устанавливается на основание из железобетонных плит.

Территория с размерами 21,0х9,0 м ограждается металлическим сетчатым ограждением высотой 1,6 м ГОСТ 5336-80 по металлическим столбам из трубы диаметром 89х3 мм по ГОСТ 3262-75. В ограждении предусмотрена калитка шириной 1,1 м для прохода на участок ПГБ.

Покрытие площадки - щебень фракции 20-40 мм ГОСТ 8267-93 толщиной 15 см, основание - уплотненный грунт насыпи.

К территории ПГБ от существующей автодороги предусмотрена подъездная автодорога шириной 8,0 м и длиной 15,0 м с щебеночным покрытием фракции 20-30 мм ГОСТ 8267-93 толщиной 15 см, основание - уплотненный грунт.

Организация рельефа решает поверхностный водоотвод ливневых и талых вод от площадки за пределы участка.



Ситуационный план Рис 1

Технические показатели по генеральному плану

Таблица №1

№ п/п	Наименование показателей	Ед.изм.	Показатели
1.	Площадь участка	га	0,0189
2.	Площадь застройки	$м^2$	21,6
3.	Площадь щебеночного покрытия	$м^2$	167,4

6.2.2 Технологические решения

Внеплощадочные сети

Газопровод высокого давления

Точка подключения - надземный стальной газопровод высокого давления II категории после задвижки диаметром 150 мм Р(проектн)=6,0 кгс/см², ранее установленной в надземном исполнении.

Подводящий газопровод высокого давления II категории вне территории поселений при давлении до 0,6 МПа включительно, запроектирован подземным способом из полиэтиленовых труб ПНД Т ГАЗ SDR 11 ПЭ 100 по ТУ 6-19-352-87 диаметром 110х10,0 мм протяженностью 515,0 м и надземным способом из труб стальных электросварных по ГОСТ 10704-91 из стали В20 по ГОСТ 1050-88 диаметром 108х4,0 мм протяженностью 10,0 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).

Соединение полиэтиленового газопровода высокого давления II категории со стальным газопроводом выполнено неразъёмным с помощью переходников «полиэтилен-сталь».

На выходе из земли газопровод заключается в стальной футляр и устанавливается перед ПГБ кран шаровый ду-150 на расстоянии не менее 5,0 м.

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

Средняя глубина заложения подземного газопровода диаметром 110 мм - 1,1 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. Через каждые 500,0 м и на углах поворота газопровода устанавливаются опознавательные знаки с правой стороны газопровода (по ходу газа) на расстоянии 1,0 м от газопровода. 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 6323-79 с выводом его концов под ковер или футляр на выходе из земли. 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.

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.

В самой низшей точке по профилю газопровода устанавливаются конденсатосборники для сбора и отбора конденсата.

Для понижения высокого давления II категории (5,99 кгс/см²) до среднего и низкого давления и поддержания его на заданном уровне проектом предусмотрена установка блочного газорегуляторного пункта ПГБ-50/2-03БМ/2-СГ-ЭК-Т с двумя линиями редуцирования (основная и резервная линии по каждой линии редуцирования).

Переход газопровода высокого давления II категории под автодорогой от ПК ПК4+80,0 до ПК 5+40 методом прокола

Газопровод на переходе запроектирован из полиэтиленовых труб диаметром 110х10,0 мм – 63,0 м по ТУ 6-19-352-87 SDR 11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности 2,8. 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. Прокладка газопровода высокого давления II категории в месте пересечения с автодорогой выполнена в полиэтиленовом футляре диаметром 160х14,6 мм протяженностью 27,0 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. Переход полиэтилен - сталь выполнен с помощью переходников ПЭ-ВП/сталь по ТУ 6-19-359-87, повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости - при помощи отводов по ТУ 6-19-359-87. Для сбора и отбора конденсата в низшей точке предусмотрен конденсатосборник. Контроль качества сварных стыков в месте прокола - 100%.

Блочный газорегуляторный пункт ПГБ-50/2-03БМ/2-СГ-ЭК-Т

Предназначен для снижения давления газа с высокого до среднего и низкого давления и поддержания его на заданном уровне. ПГБ-50/2-03БМ/2-СГ-ЭК-Т с двумя линиями редуцирования (1 основная и 1 резервная по каждой линии редуцирования), с регуляторами РДСК-50БМ (понижение давления с высокого до среднего) и РДБК1-50/35 (понижение давления с высокого до низкого), с измерительным комплексом на базе счетчика RVG-G65 (слева направо) с диапазоном 1:100 с корректором «Исток-ТМ» в комплекте с GSM модемом.Для отопления ПГБ предусмотрен газовый конвектор. ПГБ оборудуется сигнализатором загазованности, датчиком пожарно-охранной сигнализации, системой защиты от несанкционированного доступа и проникновения, и 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.

Для учета расхода газа в ПГБ проектом предусмотрена установка коммунально-бытового счетчика G-1,6.

<u>Внутриплощадочные сети</u>

Газопровод среднего давления

Точка подключения - проектируемый ПГБ-50/2-03БМ/2-СГ-ЭК-Т Рр=2,9кг/см², Рпр=3,0кг/см² в ограждении 18х33 м. На выходе из ПГБ установлено отключающее устройство - задвижка 30с41нж ду-50 на расстоянии не менее 5,0 м.

На выходе из земли к потребителям устанавливается узел выхода газопровода из земли (УВГЗ-0-НС-СД-57х3,5) по ТУ4859-068-03321549-2011 с горизонтальным расположением неразъемного соединения без футляра и отключающее устройство - задвижки стальные марки 30с41нж диаметром 50 мм с заглушками, все по 2 шт.

Надземный газопровод среднего давления запроектирован из труб стальных электросварных по ГОСТ 10704-91 из стали В 20 ГОСТ 1050-88 диаметром 57х4,0 мм протяженностью 13,0 м.

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

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).

Подземный газопровод среднего давления запроектирован из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 по ТУ 6-19-352-87 диаметром 63х5,8 мм протяженностью 922,0 м.

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 ТУ6-19-359-87.

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%

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 предусмотрена путем прокладки вдольприсыпанного (на расстоянии 0,2-0,3 м) газопровода изолированного алюминиевого провода по ГОСТ 6323-79, 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.

На участках пересечений газопроводов 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. 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^{0}С.

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.

Газопровод низкого давления

Газопровод низкого давления от ПГБ до потребителей запроектирован подземным способом из полиэтиленовых труб ПНД С ГАЗ ПЭ 100 SDR17 по ТУ 6-19-352-87диаметрами 160х9,5 мм (361,0 м), 110х6,6 мм (127,0 м), 90х5,4 мм (3 008,0 м), 63х3,8 мм (1 565,0 м) и надземным (по опорам) способом из труб стальных электросварных по ГОСТ10704-91 из стали В-Вст2сп2 по ГОСТ 1050-88, диаметром 57х3,5 мм протяженностью 316,0 м, согласно технических условий. 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 - в желтый цвет, опоры - в черный).

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".

На выходе из ПГБ на расстоянии не менее 5,0 м предусмотрена задвижка ду-150 типа 30с41нж. Также предусмотрены полиэтиленовые краны под ковер под люк Д110 – 1шт, Д90 – 7 шт.

На выходе из земли к потребителям устанавливается узел выхода газопровода из земли (УВГЗ-0-НС-СД-57х3,5) по ТУ4859-068-03321549-2011 с горизонтальным расположением неразъемного соединения в футляре диаметром 159х4,0 мм длиной 0,9 м для вывода провода спутника под ковер и отключающее устройство - кран шаровый диаметром 50 мм с заглушками, все по 79 шт.

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 предусмотрена путем прокладки вдольприсыпанного (на расстоянии 0,2-0,3 м) газопровода изолированного алюминиевого провода по ГОСТ 6323-79, 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.

На участках пересечений газопроводов 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 в месте пересечения с автодорогой (Уз6 - Уз7) из полиэтиленовых труб диаметром 90х5,4 мм длиной 72,0 м по ТУ 6-19-352-87 SDR 11 ПЭ100 выполнена в полиэтиленовом футляре длиной 19,0 м диаметром 160х14,6 мм по ТУ 6-19-352-87 SDR 11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности 2,8.

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.

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^{0}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.

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

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 по ГОСТ 8267-93 толщиной 150 мм; основание - уплотненный грунт насыпи.

Проектом предусмотрено ограждение площадки ПГБ высотой 1,6 м 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, соприкасающиеся с грунтом, принят на сульфатостойком цементе.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электроснабжение и молниезащита ПГБ

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 IV району по ветровым нагрузкам.

Настоящим разделом решен вопрос внешнего электроснабжения проектируемого блочного газорегуляторного пункта от внутрипоселковых сетей 0,4кВ, согласно технических условий №152 от 23.07.2015 года на электроснабжение ПГБ, выданных Карабутакским УЭС КГЭН ТОО «Актобеэнергоснаб».

Для электроснабжения блочного газорегуляторного пункта проектом предусмотрено строительство новой воздушной линии 0,4кВ с запиткой от существующей ВЛ-0,4кВ отходящей с РУ-0,4кВ ТПКБ-905 "Жароткель" 250кВа, запитанной по ВЛ-10кВ Жароткель с ячейки №9 Жароткель от ПС 110/35/10кВ "Карабутак".

Электроснабжение осуществляется по III-й категории надежности путем отпайки.

Проектируемая ВЛ-0,4кВ протяженностью 90 м выполнена на железобетонных опорах типа СВ 105 и СВ 95-2 по действующей типовой серии 3.407.1-136 "Железобетонные опоры ВЛ-0,4кВ", разработанной институтом "Сельэнергопроект". Для подвески на опорах предусмотрен сталеалюминиевый провод сечением 50 мм². Сечение провода выбрано по допустимому току и проверено на токи короткого замыкания. Изоляторы

приняты марки ТФ 20-01. Расчетный пролет – 20 м. Все опоры ВЛ-0,4кВ должны быть заземлены согласно серии 3.407-150.

Кабельная линия КЛ-0,4кВ протяженностью 42 м выполнена бронированным кабелем АВБбШв с прокладкой в земляной траншее на глубине 0,7 м от планировочной отметки на слой просеянного грунта или песка с покрытием сигнальной лентой. От механических повреждений и при пересечении с инженерными коммуникациями кабели защищаются асбоцементными трубами.

Щит учета и распределения поставляется в комплекте с ПГБ. Высота установки щита 1,7 м до верха.

Согласно СН РК 2.04-29-2005 проектируемый объект по устройству молниезащиты относится к II категории. Молниезащита сооружения от прямых ударов молнии осуществляется путем установки двух молниеприемников высотой 5,5 м с креплением их к закладным деталям каркаса ПГБ на сварке, а также путем присоединения корпуса ПГБ к соответствующему контуру заземления.

На вводе в здание проектом предусмотрено защитное заземляющее устройство, выполненное угловой сталью 50х50х5 мм, которое забивается в грунт на глубину 3 м и соединяется полосовой сталью 40Х4 мм на сварке. Полосовую сталь укладывают на глубину 0,7 м от планировочной отметки земли.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током все металлические нетоковедущие части электрооборудования подлежат заземлению путем присоединения их к заземляющему устройству. Сопротивление контура заземления не должно превышать 4 Ом.

Учет электроэнергии выполнен счетчиком поставляемым в комплекте с ЩУ в ПГБ.

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.

Все заглушки, фланцы, задвижки, крышки, пробки, и т. д. должны быть установлены до начало испытаний и каждая деталь должна быть проверена на то давление, на которое она рассчитана. При пневмоиспытаниях весь персонал, не участвующий в проведении испытаний, должен быть удален из непосредственной близости от любых открытых участков испытываемых трубопроводов или сосудов.

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 ТОО «АктобеСтройЭксперт» экспертное заключение №ЭПБ-10/09 по промышленной безопасностиот 10.09.2015 года, согласованное с ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области» №2843 от 26.09.2015 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.

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/D24-0198/15/6 от 02.12.2015 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 3,5 месяца, в том числе подготовительный период 0,6 месяцев.

6.6 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии со СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» и СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республики Казахстан» на основании сборников сметных норм и расценок и принятых проектных решений.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4 редакция 5.4.3 по выпуску сметной документации в ценах 2001 года.

Сметная стоимость строительства в сметной документации определена базисно - индексным методом, который основан на использовании текущих индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном уровне цен 2001 года и согласно пунктов 2,1 и 5.1 СН РК 8.02-02-2002 служит ориентиром (в качестве максимальной цены) при осуществлении закупа подрядных строительных работ заказчиком.

При составлении смет использованы:

- сборники сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-23;
- сборники сметных норм и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002).
- сборники расценок на монтаж оборудования (СН РК 8.02-06-2002).
- сборники сметных норм затрат на оборудование и инвентарь (СН РК 8.02-13-2004);

- сборник сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин (СН РК 8.02-03-2002).

- сборник сметных цен на перевозку грузов для строительства (СН РК 8.02-04-2002).

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

- накладные расходы на строительные, монтажные и специальные строительные работы по приложению № 1 к СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан»;

- ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 6 % (СН РК 8.02-02-2002);

- средства на временные здания и сооружения (СН РК 8.02-09-2002);

- дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время по НДЗ-2001 (СН РК 8.02-07-2002);

- затраты на дополнительные отпуска и выслугу лет (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 индекс изменения месячного расчетного показателя на период 2014-2016 года, установленного согласно Закону РК «О республиканском бюджете на 2014-2016 годы» от 3 декабря 2013 года № 148-V.

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 проектных решений:

В соответствии с приказом Министра национальной экономики РК от 28 февраля 2015 года №165 «Об утверждении Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам» 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 №63 о количестве потребителей, выданная руководителем отдела ЖКХ, ПТ и АД Айтекебийского района от 13.05.2015 года.

2. Переход под автодорогой - грейдер в 2-х местах согласован с отделом ЖКХ, ПТ и АД Айтекебийского района №277 от 04.12.2015 года.

3. В спецификацию внесены изменения по добавлению труб высокого давления диаметром 110 мм протяженностью 515 м и среднего давления диаметром 63 мм протяженностью 922 м.

4. Отопление ПГБ - газовый конвектор, откорректировано в проекте.

5. Подбор ПГБ-50/2-03БМ/2-СГ-ЭК-Т выполнен заводом-изготовителем на основании опросного листа, с учетом потребляемого расхода и давления газа на входе и выходе из ПГБ.

6. В ОПЗ исправлена марка счетчика как в проекте - RVG-G65, согласованном с АПФ АО «КазТрансГазАймак».

7. Откорректированы объемы земляных работ и объем песка, с учетом ширины траншеи по постели при параллельной (в одной траншее) прокладке газопровода среднего и низкого давлений.

Конструктивные решения

8. Представлены чертежи конструктивной части.

9. Конструктивная часть пояснительной записки дополнена подробным описанием раздела с указанием ГОСТов по всем материалам, изделиям и конструкциям, примененным в проекте.

Сметная документация

10. 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 21-позиции, утвержденный заказчиком).

11. Откорректирована сметная документация согласно замечаниям технической части проекта.

12. Откорректирована сметная документация согласно сборника сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции СН РК 8.02-04-2002, изменения и дополнения, выпуск 23.

13. Откорректирован объем фланцев Ø63мм, в смете согласно спецификации принято 2 шт. вместо 158 шт.

14. Откорректирована стоимость ПИР согласно расчета.

15. Откорректирована стоимость экспертизы согласно договора.

7.3. 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	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1.	Потребляемый расход газа	м³/час м³/год	350,0 3 066 000,0	350,0 3 066 000,0	-
2.	Протяженность газопровода высокого давления	м	584,0	584,0	-
3.	ПГБ-50/2-03БМ/2-СГ-ЭК-Т	шт.	1	1	-
4.	Протяженность газопровода среднего давления	м	938,0	938,0	-

1	2	3	4	5	6
5.	Протяженность газопровода низкого давления	м	5 387,0	5 387,0	-
6.	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., в том числе: СМР оборудования прочие затраты	млн. тенге	24,699 19,842 4,547 0,309	22,426 17,598 4,549 0,279	- 2,273 - 2,244 + 0,002 - 0,030
7.	Общая сметная стоимость строительства в прогнозных ценах 2016 года, в том числе: СМР оборудования прочие затраты	млн. тенге	91,045 54,305 12,445 24,294	83,215 48,163 12,450 22,601	- 7,830 - 6,142 + 0,005 - 1,693
8.	Продолжительность стр-ва	мес.	3,5	3,5	-

В результате экспертизы рабочего проекта с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в прогнозных ценах принята в сумме – 83,125 млн.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 91,045 млн.тенге, общее снижение сметной стоимости по объекту составило в сумме – 7,830 млн. тенге.

Снижение сметной стоимости строительства вызвано корректировкой стоимости ПИР, пересчетом сметы согласно выпуска 23 и корректировкой объема фланцев.

7.4 Рекомендации при последующем строительстве объекта :

1. Заказчику во исполнение постановления Правительства Республики Казахстан от 29 октября 2010 года №1135 «Об утверждении Программы по развитию казахстанского содержания в РК на 2010-2014 годы» при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции 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. ВЫВОДЫ:

1. С учетом внесенных изменений и дополнений, рабочий проект «Строительство внутрипоселкового газопровода в с.Жароткель Айтекебийского 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 - 350 м^3/час;
- общая протяженность газопровода - 6 909,0 м;
- ПГБ-50/2-03БМ/2-СГ-ЭК-Т - 1 шт.;
- общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года - 22,426 млн.тенге;
  - в том числе: СМР - 17,598 млн.тенге;
  - оборудование - 4,549 млн.тенге;
  - прочие затраты - 0,279 млн.тенге;
- общая сметная стоимость строительства

в прогнозных ценах 2016 года	- 83,215 млн.тенге;
в том числе СМР	- 48,163 млн.тенге;
оборудование	- 12,450 млн.тенге;
прочие затраты	- 22,601 млн.тенге;
- продолжительность строительства	- 3,5 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 №04-0542 от 13.11.2015 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.

8.ТҰЖЫРЫМДАР:

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

- газ шығыны	- 350 м^3/сағ.;
- газ құбырының жалпы ұзындығы	- 6 909,0 м.;
- ПГБ-50/2-03БМ/2-СГ-ЭК-Т	- 1 дана;
- 2001 жылғы базалық бағадағы	
құрылыстың жалпы сметалық құны	- 22,426 млн.тенге;
оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары	- 17,598 млн.теңге;
жабдықтар	- 4,549 млн. теңге;
өзге шығындар	- 0,279 млн.теңге;
- 2016 жылғы болжамды бағадағы	
құрылыстың жалпы сметалық құны	- 83,215 млн.теңге;
оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары	- 48,163 млн.теңге;
жабдықтар	- 12,450 млн. теңге;
өзге шығындар	- 22,601 млн.теңге;
- құрылыс ұзақтығы	- 3,5 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы тапсырысшының бекітілген жобалау үшін берілген материалдарын (мәліметтер) есепке ала отырып, 13.11.2015 жылғы №04-0542 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 бекітілуге ұсынылуға жатады.

Куздибаева С.Р.

Эксперт

Султанова А.М.

Ведущий специалист

Калмагамбетова Г.М.

Главный специалист

Сагинтаева Ж.К.

Главный специалист

Мазенова А.С.

Эксперт

Кукиев А.М.

Эксперт

Биртай Б.Б.

Эксперт

Калменов Б.К.

Руководитель группы

Табылдин Т.Ж.

Начальник производственного отдела

Кандыгулов К.К.

Заместитель директора