Бекітемін
"Мемсараптама" РМК Ақтөбе облысы бойынша филиалы
Директор орынбасары
Қ.Қ. Қандығұлов

«Хромтау ауданы Аққұдық ауылында жеткізуші және ішкіпоселкелік газ құбырын салу»
жұмыс жобасы бойынша

28.01.2016 ж. № 04-0036/16

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«ҚазТрансГаз Аймақ» АҚ Ақтөбе
өндірістік филиалы,
Ақтөбе қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«TC Group» ЖШС,
Алматы қаласы

Ақтөбе қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Хромтау ауданы Аққұдық ауылында жеткізуші және ішкіпоселкелік 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
Заместитель директора
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области
Кандыгулов К.К.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 04-0036/16 от 28.01.2016 г.

по рабочему проекту
«Строительство подводящего и внутриквартального газопровода в с.Аккудук Хромтауского района»

ЗАКАЗЧИК:
Актюбинский производственный филиал АО «КазТрансГаз Аймак», город Актобе

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «TC Group», город Алматы

город Актобе

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное сводное заключение на рабочий проект **«Строительство подводящего и внутриквартального газопровода в с.Аккудук Хромтауского района»** 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 подводящего и внутриквартального газопровода в с.Аккудук Хромтауского района».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №04-0596 от 07.12.2015 г., между филиалом РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области и Актюбинский производственный филиал АО «КазТрансГаз Аймак».

2. ЗАКАЗЧИК: Актюбинский производственный филиал АО «КазТрансГаз Аймак», город Актобе.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «TC Group», г.Алматы, государственная лицензия ГСЛ №13014583, выданная Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан от 11.09.2013 года, категория лицензии – II.

ГИП – Камардин Р.В. (приказ №3-2015 от 18.06.2015 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

- задание на разработку, утвержденное директором АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» от 18.06.2015 года;
- архитектурно-планировочное задание №83 от 09.10.2015 года, утвержденное руководителем ГУ «Отдел архитектуры, градостроительства и строительства Хромтауского района;
- совместный приказ об утверждении инвестпрограммы АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» на 2015-2020 годы» Министерством энергетики РК №173 от 04.03.2015 г., Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики РК №63-00 от 17.02.2015 г., Комитетом по делам строительства и ЖКХ и управлению земельными ресурсами Министерства национальной экономики РК №96 от 13.03.2015 года;
- решение №3 от 02.10.2015 года акима Аккудукского сельского округа о выделении земельного участка площадью – 2,37 га;
- справка №93 от 06.05.2015 года о количестве потребителей, выданная акимом Аккудукского сельского округа Хромтауского района.

Технические условия:

- №169, №98 от 17.07.2015 года на присоединение к электрическим сетям, выданные Хромтауским УЭС ТОО «Энергосистема»;
- №280 от 21.04.2015 года на подключение к газораспределительным сетям, выданные АПФ АО «КазТрансГаз Аймак».

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

- письмо исх.№ eco/D121-03/00006/2 от 03.12.2015 года о том, что данный рабочий проект не подлежит рассмотрению, выданное РГУ «Хромтауское районное управление по защите прав потребителей Департамента по защите прав потребителей Актюбинской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан»;

- заключение государственной экологической экспертизы № eco/D24-0231/15/6 от 23.12.2015 года, выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Актюбинской области»;

- экспертное заключение №148-11-2015 от 02.11.2015 года по промышленной безопасности, выданное ТОО «Компания Агро-Пром Бастау» г.Алматы (аттестат №0001525 от 03.10.2011 года);

- согласование на рабочий проект исх.№1-04-26/3121 от 20.11.2015 года, выданное ГУ «Управление энергетики и ЖКХ Актюбинской области»;

- согласование рабочего проекта с ПТО АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» №4257 от 16.07.2015 года;

- рабочий проект согласован с Мугалжарским РПУТ АО «Казахтелеком» от 17.07.2015 года;

- письмо-согласование №4070-И рабочего проекта на устройство пересечения газопроводом АО «КазТрансГаз Аймак» железнодорожного пути на 1117 км ПК5+83м перегона Аккудук-Жоса методом ГНБ, выданное АО «НК «Казахстан Темір Жолы» от 27.11.2015 года;

- рабочий проект согласован с ГУ «Отдел ЖКХ, ПТ и АД Мугалжарского района» от 17.07.2015 года.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу:

- паспорт проекта;
- общая пояснительная записка;
- книга 3 - генеральный план ПГБ;
- книга 4 – архитектурно-строительная часть. Площадка под ПГБ-13-НВ-4У1;
- рабочие чертежи - внеплощадочные сети газоснабжения – подводящий газопровод высокого давления, Том 3;
- рабочие чертежи - внутриплощадочные сети газоснабжения среднего и низкого давления;
- рабочие чертежи пересечения газопровода высокого давления через железную дорогу на перегоне Аккудук – Жоса на отм.1117км ПК5+83,0 м методом прокола;
- книга 5 - электроснабжение ПГБ;
- проект организации строительства – Том 5;
- протокол - согласования стоимости оборудования и материалов, утвержденный заказчиком;
- раздел «Охрана окружающей среды», выполненный ИП «Керимбай Т.»;
-технический отчет об инженерно-геологических изысканиях заказ №22/2, выполненный ТОО «Инжгеосистем» от 17.06.2015 года;
-технический отчет №4 по топографо-геодезическим работам от 2015 года, выполненный ТОО «АктобеСтройЭксперт»;
- сметная документация.

5.4 Цель и назначение объекта строительства:

Во исполнение Программы развития территории 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 Аккудук в результате строительства сетей газоснабжения.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Участок строительства находится в селе Аккудук Хромтауского района Актюбинской области.

В административном отношении территория относится к Хромтаускому району.

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 - IIIA;
- скоростной напор ветра - 0,38 кПа;
- расчетная зимняя температура наружного воздуха - минус 31ºС;
- нормативная снеговая нагрузка - 1,8 кПа;
- нормативная глубина сезонного промерзания грунта - 1,7 м;
- сейсмичность участка строительства - 5 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

Согласно технического отчета об инженерно-геологических изысканиях, выполненного ТОО «Инжгеосистем» от 2015 года, государственная лицензия 06-ГСЛ №001874 от 15.08.2005 года, приложение к лицензии от 30.12.2013 года , инженерно-геологические условия характеризуются следующими грунтами:

- ИГЭ 1 – почвенно-растительный, мощность слоя от 0 до 0,1 м;

- ИГЭ 2 – глина легкая песчанистая, с прослоями мелкого песка с включениями мелкого гравия до 5%, мощность слоя 0,1 – 0,3-0,6 м. Тип грунтовых условий по просадочности - I.

Основанием служит глина с физико-механическими характеристиками грунта в водонасыщенном состоянии: c_{II}=11кПа; φ_{II}=13º; ρ_{II}=1,90т/м³; E=4 МПа.

Коррозийная активность грунтов: к углеродистой стали – высокая, к алюминиевым оболочкам кабелей – высокая, к свинцовым оболочкам кабелей – высокая. Засоленность грунтов – незасоленные.

Грунты сильноагрессивные к бетонам на портландцементе по ГОСТ 10178-85 и слабоагрессивные к бетонам на сульфатостойком портландцементе ГОСТ 22266-2013.

Грунтовые воды до глубины 3,0 м от дневной поверхности не вскрыты.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

ПГБ №1

Генеральный план разработан на основании задания на разработку и исходных данных на топооснове в масштабе М1:1000, выполненной ТОО «АктобеСтройЭксперт» в 2015 году в пределах границ отведенного земельного участка. Система высот – Балтийская. Система координат – местная. За условную отметку 0,000 принята отметка верха площадки под ПГБ, что соответствует абсолютной отметке 259,44. Размещение пункта ПГБ на участке выполнено с учетом противопожарных и санитарно-гигиенических разрывов, проездов, выездов.

На участке предусмотрено размещение блочного газорегуляторного пункта ПГБ с размерами 7,0х2,3 м. Территория с размерами 18,0х12,0 м ограждается типовой металлической оградой из сетки тип М1Б серия 3.017-1, натянутой на стержни по железобетонным столбам. В ограждении предусмотрена одна типовая калитка тип КМ1Б серия 3.017-1, для прохода на участок ПГБ. Покрытие площадки – песчанно-гравийное.

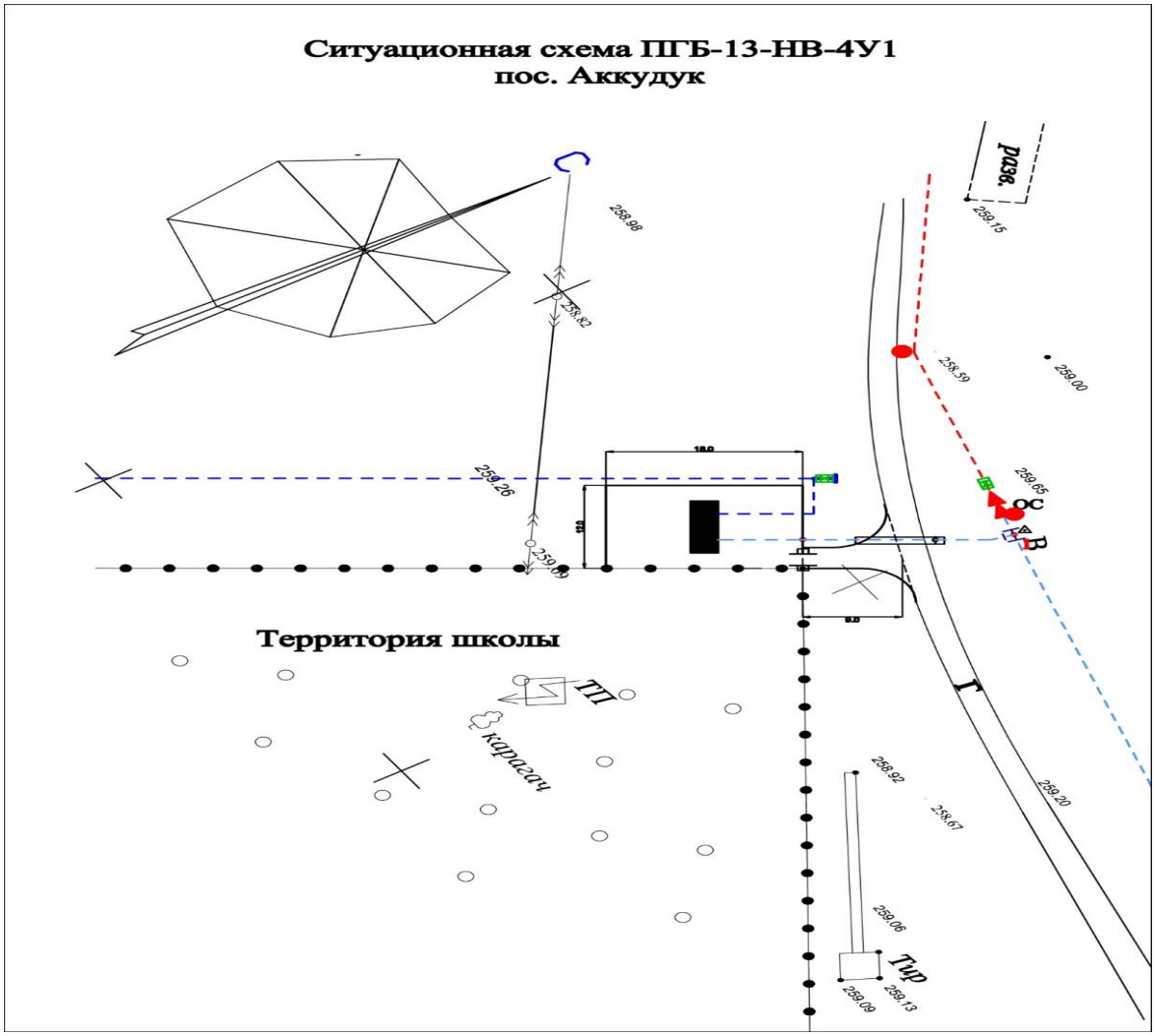
К подъезду территории ПГБ предусмотрены подъездные пути из песчано-гравийной смеси, основание - уплотненный грунт.

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

Технические показатели по генеральному плану

Таблица №1

№ п/п	Наименование показателей	Ед.изм.	Показатели
1.	Площадь участка	$м^2$	216,0
2.	Площадь застройки ПГБ	$м^2$	18,75
3.	Площадь песчано-гравийного покрытия площадки	$м^2$	197,0
4.	Площадь песчано-гравийного покрытия, вне участка	$м^2$	37,0



Ситуационная схема Рис.№1

6.2.2 Технологические решения

Внеплощадочные сети

Согласно технических условий №280 от 21.04.2015 года, выданные АПФ АО «Каз ТрансГаз Аймак» для газификаций 126 жилых домов, 7-и социальных объектов и щебеночного и известкового заводов с.Аккудук, ориентировочный расход газа 750 м^3/час.

Данным проектом предусмотрен газопровод в целях обеспечения газом население для отопительных и потребительских нужд общим потребляемым расходом 456,88 м^3/час (1 007 842,5 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 2,097 км диаметром 110х10,0 мм и внутриквартальный газопровод среднего давления протяженностью 0,196 км диаметрами 89х4,0 мм, 90х8,2 мм и низкого давления протяженностью 7,190 км диаметрами 57х4,0 мм ÷ 219х5,0 мм, 63х3,8 мм ÷ 225х13,4 мм.

Газопровод высокого давления

Точка подключения - надземный стальной газопровод высокого давления II категории после задвижки диаметром 150 мм Р(проектн)=6,0 кгс/см², ранее установленный на ПК181+54,8.

Подводящий газопровод высокого давления II категории, вне территории поселка 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 2 097,0 м и надземным способом из труб стальных электросварных по ГОСТ 10704-91 из стали В20 по ГОСТ 1050-88 диаметрами 108х4,0 мм длиной 6,0 м, 159х5,0 мм длиной 2,0 м.

На входе и выходе из земли газопровода предусмотрены неразъемные узлы соединений «полиэтилен-сталь» - (УВГЗ) устройство выхода газопровода из земли без футляра.

Средняя глубина заложения подземного газопровода диаметром 110 мм h=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 мягким грунтом без твердых включений 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 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.

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 (10 шт.).

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 устанавливается конденсатосборник для сбора и отбора конденсата диаметром 110 мм (1 шт.).

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-13НВ-4У1.

На выходе из земли перед ПГБ установлено отключающее устройство - задвижка диаметром 100 мм марки 30с41нж.

Весь 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).

Газопровод диаметром 110х10,0 мм на своем пути пересекает местную внутрипоселковую дорогу открытым методом и заключается в полиэтиленовых футлярах ПЭ100 SDR11 с коэффициентом запаса прочности 2,8, диаметром 160х14,6 мм длиной 42,0 м (7шт), газопровод на переходе через арык запроектирован в полиэтиленовом футляре диаметром 160х14,6 мм длиной 68,0 м (1 шт.) по ТУ 6-19-352-87 SDR 11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности 2,8, с установкой контрольной трубки в конце футляра с выводом под ковер КП – 11 шт. Контроль качества сварных стыков в месте прокола - 100%.

Пересечение газопровода высокого давления II категории железной дороги методом прокола

Газопровод на пересечении железной дороги запроектирован из полиэтиленовых труб диаметром 110х10,0 мм протяженностью 113,0 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 железной дорогой выполнена в полиэтиленовом футляре диаметром 250х22,7мм протяженностью 113,0 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%.

На выходе из земли после железной дороги установлено отключающее устройство – задвижки диаметром 100 мм (2 шт.) марки 30с41нж.

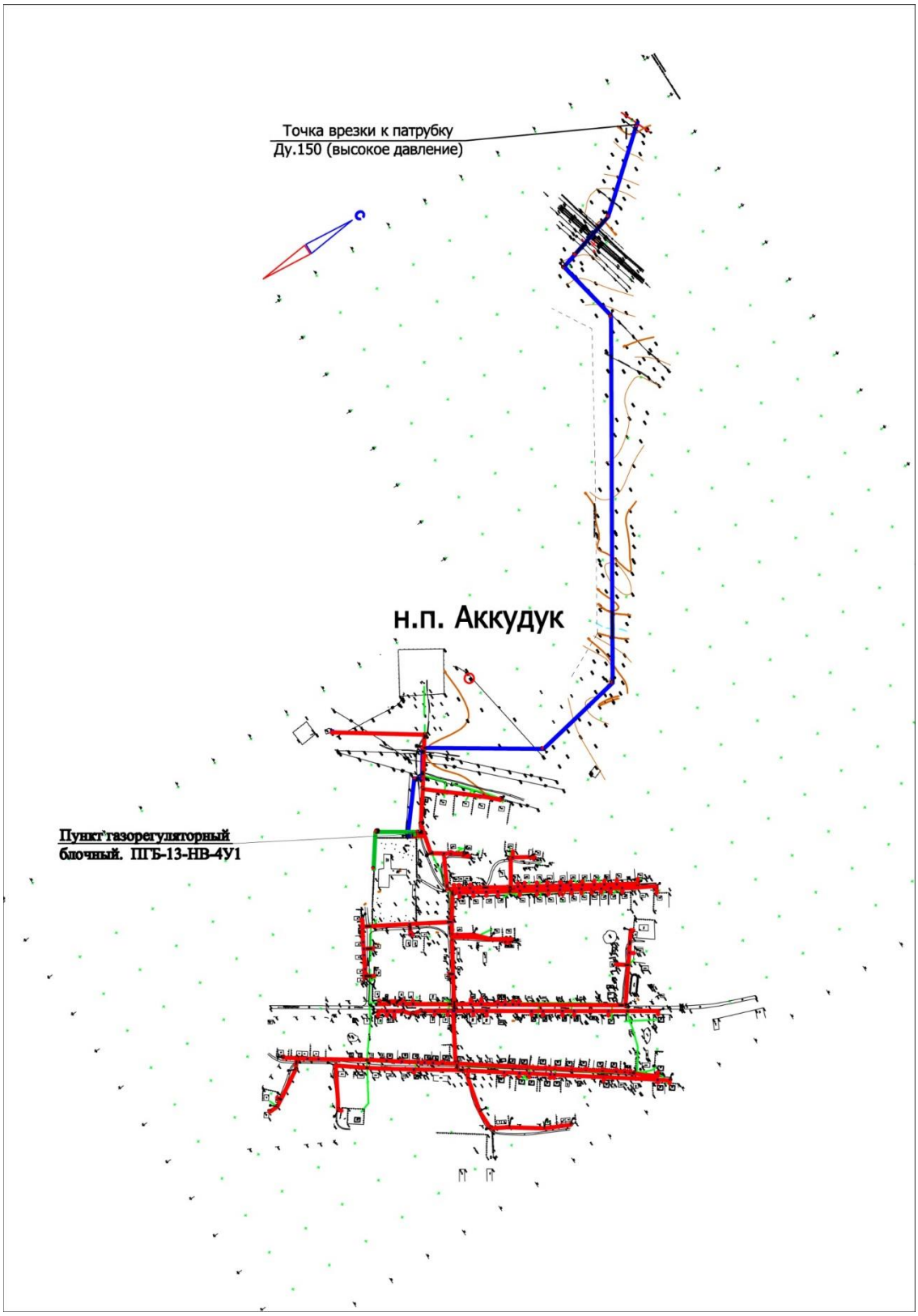
Блочный газорегуляторный пункт ПГБ-13НВ-4У1

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-13НВ-4У1 с двумя линиями редуцирования (основная и резервная линии по каждой линии редуцирования) и с регуляторами давления РДГ-50В и РДГ-50Н, с измерительным комплексом на базе счетчика с электронным корректором в комплекте GSM 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.



Ситуационная схема сетей поселка Рис. 2

Внутриквартальные сети

Газопровод среднего давления

Точка подключения - после установленной задвижки марки 30с541нж диаметром 100 мм, после проектируемого ПГБ-13НВ-4У1, Рр=2,9кг/см², Рпр=3,0кг/см².

Газопровод среднего давления запроектирован надземным из труб стальных электросварных по ГОСТ 10704-91 из стали В 20 ГОСТ 1050-88 диаметром 89х4,0 мм протяженностью 8,5 м и подземным из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 по ТУ 6-19-352-87 диаметром 90х8,2мм протяженностью 196,0 м. На входе и выходе из земли газопровода предусмотрены неразъемные узлы соединений «полиэтилен-сталь» - (УВГЗ) устройство выхода газопровода из земли заводского изготовления, без футляра. Предусмотрен подземный ПЭ кран шаровый под ковер диаметром 90 мм (1 шт.), задвижки стальные марки 30с41нж диаметром 80 мм (2 шт.) с заглушками.

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)

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%.

Средняя глубина заложения подземного газопровода диаметром 110 мм h=1,1 м.

Укладка газопровода и соединений предусмотрена на песчаное основание толщиной не менее 10 см и присыпается мягким грунтом без твердых включений на высоту не менее 20 см. Обозначение трассы газопровода предусмотрена путем прокладки вдоль присыпанного (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.

Установлены опознавательные знаки с правой стороны газопровода (по ходу газа) на расстоянии 1,0 м от газопровода (3 шт.).

Газопровод низкого давления

Газопровод низкого давления от ПГБ до потребителей запроектирован подземным способом из полиэтиленовых труб ПНД С ГАЗ ПЭ 100 SDR17 диаметрами 225х13,4мм длиной 281,5 м, 160х9,5мм длиной 274,0 м, 90х5,4мм длиной 2219,0 м, 63х 3,8 мм длиной 4415,5 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 1050-88, диаметрами 219х5,0мм длиной 6,0 м, 159х4,0 мм длиной 1 м, задвижка стальная фланцевая марки 30с41нж диаметром 200 мм (1 шт.). Отводы к каждому дому от распределительных сетей низкого давления предусмотрены тройниковым отводом и на входе и выходе из земли газопровода предусмотрены неразъемные узлы соединений «полиэтилен-сталь» (УВГЗ) устройство выхода газопровода из земли заводского изготовления без футляра (115 шт.)

с кранами шаровыми КШ-50 с заглушками и отключающие устройство – полиэтиленовые краны под ковер диаметрами 90 мм (7 шт.), 63 мм (5 шт.).

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%.

Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскостях полиэтиленового газопровода выполнены с помощью отводов по ТУ 6-19-359-8, стального газопровода по ГОСТ 17375-2001. Переход с одного диаметра на другой выполнен с помощью переходов по ТУ 6-19-359-87.

Средняя глубина заложения подземного газопровода - 1,1 м.

Укладка газопровода и соединений предусмотрена на песчаное основание толщиной не менее 10см и присыпается мягким грунтом без твердых включений на высоту не менее 20 см. Обозначение трассы газопровода предусмотрена путем прокладки вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3м) газопровода изолированного алюминиевого провода по ГОСТ 6323-79, сечением 2,5мм^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 низкого давления на своем пути пересекает местную внутрипоселковую дорогу открытым методом и заключается в полиэтиленовых футлярах ПЭ100 SDR11 с коэффициентом запаса прочности 2,8, диаметрами 315х28,6 мм длиной16,0+22,0 м (4+3шт), 225х20,5мм длиной 23,0+4,0 м (2+1шт), 140х12,7мм длиной 48,0+90,0 м (5+22шт), 110х10,0мм длиной 142,0+229,0 м (16+57шт) с установкой контрольной трубки в конце футляра с выводом ковера под сигнальный провод КП (39 шт.). Установлены опознавательные столбики с правой стороны газопровода (по ходу газа) на расстоянии 1,0 м от газопровода (58 шт.).

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).

Очистка полости и испытание газопровода

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

Испытания подземных газопроводов следует производить после их монтажа в траншее и присыпке выше верхней образующей трубы не менее чем на 0,2 м или после полной засыпки траншеи.

До начала испытаний на герметичность газопровод следует выдерживать под испытательным давлением в течении времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта (МСН 4.03-01-2003).

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 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 В15.

Рама изготовляется из стальных уголков ГОСТ 8509-93, соединение уголков и закрепление сетки выполняется сваркой.

Специальные мероприятия

Антикоррозийная защита строительных конструкций предусмотрена в соответствии со СНиП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии».

Металлоконструкции окрашиваются в два слоя масляной краской по одному слою грунтовки ПФ-020 ГОСТ 18486-72. Все подземные конструкции приняты на сульфатостойком цементе.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электроснабжение и молниезащита ПГБ

Наружное электроснабжение 0,4кВ.

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

- технических условий №169, №98 от 17.07.2015 года, выданных Хромтауский УЭС ТОО «Энергосистема»;
- задания на проектирование.

Надежность электроснабжения - III категория.

Точка подключения - существующая ВЛ-0,4 кВ отходящая от РУ-0,4 кВ ТП.

Проектом выполнена кабельная линия КЛ-0,4 кВ.

Проектируемая кабельная линия 0,22кВ выполнена кабелем ВБбШв3х25+1х16 мм² ГОСТ 16442-80.

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

При пересечении с инженерными сетями кабель предусмотрен в асбестоцементных трубах диаметром 100 мм ГОСТ 31416-2009 длиной 3,0 м.

Проход кабеля через стены здания предусмотрены в ПВХ трубах (гильза) диаметром 100 мм ГОСТ 10704-91 длиной 1,0 м.

Щит учета и распределения поставляется в комплекте с ГРП и имеет на вводе трехфазный многотарифный счетчик электрической энергии прямого включения типа СЕ 102 кл.точн.1; 5-50А. Высота установки щита 1,7 м до верха.

Основные показатели:

- категория электроснабжения	III;
- напряжение сети	220 В;
- расчетная мощность	1,5 кВт;
- расчетный ток	8,1 А;
- максимальная потеря напряжения	1,2%;
- коэффициент мощности	0,85;
- протяженность КЛ-0,4 кВ	130 м.

Наружное освещение

Рабочий проект выполнен согласно задания на проектирование.

Питание выполнено от ВРУ ГРП кабелем ВБбШв-3х4 мм² ГОСТ 16442-80 до светильников. Кабели выполнены траншее Т-1 согласно типовой серии 4.407-251, поверх кабеля в траншее проложена сигнальная лента ЛСЭ-150 «Осторожно кабель».

Наружное освещение выполнено светильниками ВЗГ/В4А-200МС ТУ16-535.778-73 на стойках высотой 3,0 м.

Светильники установлены на кронштейнах К986У3 ТУ36-1459-83 и крепятся на стойках ограждения площадки ГРП.

Кабель по стойке ограждения проложен в стальной трубе диаметром 40 мм.

Управление наружным освещением территории ГРП осуществлено от ВРУ ГРП.

Основные показатели:

- напряжение сети 220В;
- расчетная мощность 0,2кВт;
- расчетный ток 1,1А;
- максимальная потеря напряжения 1,4%;
- коэффициент мощности 0,85;
- количество светильников 4шт;
- протяженность КЛ-0,4 кВ 24м.

Защитное заземление и молниеотвод

Молниеприемник выполнен высотой 6,5 м из стальных труб различными диаметрами 38 мм, 25 мм ГОСТ 10704-91.

Заземляющее устройство выполнено с вертикальными электродами длиной 5,0 м из круглой стали диаметром 16 мм ГОСТ 2590-2006. Горизонтальные заземлители из полосовой стали размером 40х4 мм ГОСТ 7566-94 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.

В виду 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 ТОО «Компания Агро-Пром Бастау» экспертное заключение №148-11-2015 по промышленной безопасности от 02.11.2015 года, согласованное с ГУ «Управление энергетики и ЖКХ Актюбинской области» №1-04-26/3121 от 20.11.2015 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 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/D24-0231/15/6 от 23.12.2015 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 4 месяца, в том числе 0,5 месяца 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 1-23.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса – АВС-4 (редакция 5.4.4.1) 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 текущих 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. Переходы под автодорогой согласованы с эксплуатирующей организацией.
2. Переходы внутрипоселковых дорог открытым методом предусмотрены в футлярах согласно п. 5.10-5.11, таблиц 1, 2 МСП 4.03-103-2005.
3. Исключены ложементы в футлярах, как необоснованные затраты.
4. В спецификацию включены краны шаровые Д50 мм с заглушками к каждому потребителю.
5. Откорректировано количество отключающих устройств с заглушками согласно требований технических условий.
6. Пересмотрен расход материалов на опознавательный столб, принят с применением стальной трубы Д57мм длиной 2,1 м на бетонное основание вместо железобетонного столба.
7. Откорректирован метод и % контроля качества сварных стыков согласно МСН 4.03-01-2003 табл.15.
8. Откорректирован аварийный запас труб, вместо 2% принят 0,3%.

Сметная документация

9. Стоимость оборудования, изделий и материалов, отсутствующих в действующей нормативной базе и принятые по прайс-листам, обоснована и согласована заказчиком АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» в соответствии СН РК 1.02-03-2011(протокол согласования стоимости оборудования и материалов 67-позиций, утвержденный заказчиком).
10. Откорректирована согласно замечаниям технической части проекта.
11. Откорректирована согласно сборнику сметных цен строительные материалы, изделия и конструкции СН РК 8.02-04-2002 изменения и дополнения, выпуск 23.
12. Откорректирован календарный план строительства согласно даты начала строительства и откорректирована сметная документация согласно календарному плану.
13. Стоимость ПИР откорректирована согласно расчета.
14. 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	456,88 1 007 842,5	456,88 1 007 842,5	-
2.	Газопровод высокого давления	м	2 097,0	2 097,0	-
3.	Газопровод среднего давления	м	196,0	196,0	-
4.	Газопровод низкого давления	м	7 190,0	7 190,0	-
5.	ПГБ-13НВ-4У1	шт.	1	1	-
6.	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года, в том числе: СМР оборудование прочие затраты	млн. тенге	34,137 30,083 3,637 0,417	26,851 22,129 4,418 0,303	- 7,286 - 7,954 + 0,781 - 0,114

1	2	3	4	5	6
7.	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2016 года, в том числе: СМР оборудование прочие затраты	млн. тенге	126,716 82,330 9,953 34,432	101,994 60,563 12,091 29,339	- 24,722 - 21,767 + 2,138 - 5,093
8.	Продолжительность строительства	мес.	4	4	-

В результате экспертизы рабочего проекта с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в текущих ценах принята в сумме – 101,994 млн.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 126,716 млн.тенге, общее снижение сметной стоимости по объекту составило в сумме - 24,722 млн.тенге.

Снижение сметной стоимости строительства вызвана корректировкой диаметров полиэтиленовых футляров для полиэтиленовых газопроводов, исключением ложементов, пересмотром расхода материалов на опознавательный столб, % контроля качества сварных стыков, % аварийного запаса труб.

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 1.03.00-2011 «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 подводящего и внутриквартального газопровода в с.Аккудук Хромтауского района» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

- расход газа - 456,88 м^3/час;
- общая протяженность газопровода - 9 483,0 м;
- ПГБ-13-НВ-4У1 - 1 шт;
- общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года - 26,851 млн.тенге;
  - в том числе: СМР - 22,129 млн.тенге;
  - оборудование - 4,418 млн.тенге;
  - прочие затраты - 0,303 млн.тенге;
- общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2016 года, - 101,994 млн.тенге;
  - в том числе: СМР - 60,563 млн.тенге;
  - оборудование - 12,091 млн.тенге;
  - прочие затраты - 29,339 млн.тенге;
- продолжительность строительства - 4 месяца.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» в соответствии с договором №04-0596 от 07.12.2015 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, «Хромтау ауданы Аққұдық ауылында жеткізуші және ішкіпоселкелік 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	- 456,88 м^3/час;
- газ құбырының жалпы ұзындығы	- 9 483,0 м;
- ПГБ-13НВ-4У1	- 1 дана;
- 2001 жылғы базалық бағадағы	
құрылыстың жалпы сметалық құны	- 26,851 млн.теңге;
оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары	- 22,129 млн.теңге;
жабдықтар	- 4,418 млн.теңге;
өзге шығындар	- 0,303 млн.теңге;
- 2016 жылғы ағымды бағадағы	
құрылыстың жалпы сметалық құны	- 101,994 млн.теңге;
оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары	- 60,563 млн.теңге;
жабдықтар	- 12,091 млн.теңге;
өзге шығындар	- 29,339 млн.теңге;
- құрылыс ұзақтығы	- 4 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы тапсырысшының бекітілген жобалау үшін берілген бастапқы материалдарын (мәліметтер) есепке ала отырып, 07.12.2015 жылғы №04-0596 келісім шарт шарттарына сәйкес «КазТрансГаз Аймак» АҚ АӨФ 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.

Куздибаева С.Р.

Эксперт

Калмагамбетова Г.М.

Главный специалист

Сагинтаева Ж.К.

Главный специалист

Кукиев А.М.

Эксперт

Башигулов Р.Г.

Руководитель группы

Сейтова А.С.

Эксперт

Биртай Б.Б.

Эксперт

Табылдин Т.Ж.

Начальник производственного отдела