Қазақстан Республикасы
Құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері агенттігі
«Мемсараптама» РМК

«Оңтүстікмемсараптама» ЕМК

БЕКІТЕМІН :

«Оңтүстікмемсараптама» ЕМК
директоры

_____Р.Д. Оразбаев

2011 жылғы 12 қазандағы №19-0687/11

«ОҚО, Толеби ауданы Алатау ауыл округіндегі Алатау, Қосагаш, Екпінді, Шұбарағаш, Бүркөлік ауылдарын газбен қамтамасыз ету құрылысы»
жұмыс жобасы бойынша
ҚОРЫТЫНДЫ

Тапсырысшы:
«ОҚО, Төлеби аудандық құрылыс бөлімі» ММ

Бас жобалаушы:
«АРКО - проект» ЖШС

Алдағы 2-экземпляр.
Нурдаев Б.
13.10.2011

Шымкент қаласы

86545

Республика Казахстан
Агентство по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства
РГП «Госэкспертиза»

ДГП «Южгосэкспертиза»

У Т В Е Р Ж Д А Ю :

Директор ДГП «Южгосэкспертиза»

_____Р.Д. Оразбаев

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 19-0687/11 от 12 октября 2011 года

по рабочему проекту

«Строительство газоснабжения в селе Алатау, Косагаш, Екпынды, Шубарагаш, Бургулюк сельского округа Алатау Толебийского района, ЮКО»

Заказчик:
ГУ «Отдел строительства, архитектуры и градостроительства Толебийского района»

Генпроектировщик:
ТОО «АРКО - проект»

г.Шымкент

1. НАИМЕНОВАНИЕ рабочий проект **«Строительство газоснабжения в селе Алатау, Косагаш, Екпынды, Шубарагаш, Бургулюк сельского округа Алатау Толебийского района, ЮКО».**

Настоящее заключение выполнено согласно договору № 19/0675 от 15.09.2011 года на экспертизу рабочего проекта между ДГП «Южгосэкспертиза» и ТОО «АРКО-проект» г. Шымкент на основании письма заказчика №353 от 09.09.2011 года

2. ЗАКАЗЧИК: ГУ «Отдел строительства, архитектуры и градостроительства Толебийского района».

3.ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «АРКО - проект» Государственная лицензия 17-ГСЛ №001207 от 27.11.2007 года. Продлена до 27 февраля 2013 года Дата выдачи приложения лицензии 27 февраля 2009 года. ГИП Г.Кувандыкова Приказ о назначении ГИП за №1-К от 25.04.2011 года.

Субпроектировщик: ТОО «Юг Газ Проект» Государственная лицензия 17-ГСЛ №000701 от 10.03.2007 года. Продлена до 16 марта 2013 года Дата выдачи приложения лицензии 06 августа 2010 года.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

5.1.1. Задание на проектирование, утвержденное заместителем акима Толебийского района от 2011 года (без даты).

5.1.2. Архитектурно-планировочное задание за №193/104 от 24.01.2011 года, выданное управлением архитектуры и градостроительства ЮКО

5.1.3. Решение акима Первомайского сельского округа Толебийского района за № 83 от 21.12.2010 года о предоставлении земельного участка на постоянное пользование.

5.1.4. Акт выбора и согласования земельного участка для строительства газопровода за №03 от 11.01.2011 года.

5.1.5. Технические условия на газоснабжение н.п. Алатау, Косагаш, Екпынды, Шубарагаш, Бургулюк Толебийского района за № ЮК-333 от 17.05.2011 года, выданные АО «КазТрансГазАймак».

5.1.6. Технические условия на пересечение автодорог №04/2628 от 25.08.2011 года, выданные управлением пассажирского транспорта и автомобильных дорог ЮКО.

5.1.7. Заключение об инженерно-геологических условиях №0114/11 от 2011 года (без даты), выполненные ТОО «Орда Құрылыс». Государственная лицензия 17-ГСЛ №000865 от 27 марта 2008 года. Срок действия до 20 июля 2015 года. Приказ №181 от 10 сентября 2010 года.

5.1.8. Справка о количестве жилых домов и населения, выданная акимом с/о Алатау в 2011 году.

5.1.9. Письмо отдела строительства, архитектуры и градостроительства Толебийского района за №411 от 11.10.2011 года о том, что финансирование строительства газоснабжения населенных пунктов предусмотрено решением маслихата Толебийского района за №34/234-IV от 22.12.2010 года.

5.1.10. Письмо отдела строительства, архитектуры и градостроительства Толебийского района за №398 от 29.09.2011 года о том, что строительство газоснабжения предусмотрено в 2012 году.

5.2. Согласования и заключение органов государственного надзора

5.2.1. Согласование Департамента по чрезвычайным ситуациям ЮКО № ПТ-135 от 19.09.2011 года.

5.2.2. Санитарно-эпидемиологическое заключение за №17-6-1002 от 09.09.2011 года, выданное департаментом комитета государственного санитарно – эпидемиологического надзора МЗ РК по ЮКО.

5.2.3. Заключение государственной экологической экспертизы за № 001570 от 20.09.2011 года, выданное управлением природных ресурсов и регулирования природопользования ЮКО.

5.2.4.Заключение на соответствие требованиям действующих норм в области промышленной безопасности РК №77 от 20 сентября 2011 года, выданные ТОО «Алга и Ко».

5.2.5. Проект согласован: заказчиком, районная архитект ЮКПФ АО «КазТрансГазАймак», районный узел связи (РУС), районная электрическая сеть (РЭС), «Водные ресурсы-Маркетинг»,

5.3. Комплектность предоставленной на экспертизу документации.

5.3.1. Том I. Пояснительная записка.

5.3.2. Том II Рабочие чертежи. Альбом 1 Подводящий газопровод высокого давления. Альбом 2 Газопровод среднего давления пос. Екпинди, Косагаш. Альбом 3 Газопровод среднего давления пос. Екпинди, Корган. Альбом 4 Газопровод среднего давления пос. Алатау, Шубарагаш. Альбом 5 Газопровод среднего давления пос. Алатау, Ак Мешит. Альбом 6 Архитектурно-строительные решения (переходы через реки Дангустау).

5.3.3. Том III. Сметная документация.

5.3.4. Том IV. Проект организации строительства.

5.3.5. Том V. Сводная спецификация оборудования и материалы.

5.3.6. Том VI. Охрана окружающей среды (ОВОС).

5.4. Цели и назначения объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Строительство газопровода направлено на улучшения условий жизни и быта н.п. Алатау, Косагаш, Екпынды, Шубарагаш, Бургулюк сельског округа Алатау Толебийского района, а также экологической обстановки региона.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Характеристика участка строительства и места прохождения объекта

Населенные пункты: Екпинди, Бургулюк, Алатау, Косагаш, Шубарагаш расположены в 22 км к востоку от города Ленгер, в Алатауском сельском округе.

В геоморфологическом отношении трасса приурочена к предгорной аллювиально-пролювиальной всхолмленной равнине. Рельеф трассы относительно ровный, с общим уклоном на юго-запад. Высотные отметки поверхности колеблются в пределах трассы от 840,0-970,0м.

Климатический подрайон - III В.

Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки минус 19°С.

Нормативная глубина промерзания, м: для суглинка – 0,63.

Глубина проникновения °С в грунт, м : для суглинка – 0,73.

Район по весу снегового покрова – I

Район по давлению ветра – III

Район по толщине стенки гололеда- III

Геолого-литологическое строение

На основании полевого исследования грунтов установлено, что до изученной глубины (3,0м) в геологическом строении площадки принимают участие геолого-генетический комплекс нерасчлененных четвертичных аллювиально-пролювиальных образований представленных повсеместно суглинками, желтовато-коричневым, высокопористым, твердой и полутвердой консистенций, просадочным с включениями дресвы и щебня до 10% и щебенистый грунт с суглинистым заполнителем до 40%.

Обломочный материал представлен преимущественно осадочными породами, которые в основном залегают на глубине 1,5м к югу от сел Бургулюк, Шубарагаш и Алатау.

Местами до глубины 0,4-0,5 м, по проектируемой трассе распространен насыпной грунт из суглинка коричневого с включениями гальки и гравия, бытового и строительного мусора до 20%, не слежавшийся.

С поверхности земли распространен почвенно-растительный слой с корнями травянистой и древесной растительности, мощностью 0,2 м.

Гидрологические условия

Подземные воды, по архивным данным, вскрыты на глубине более 1,9-2,0м от поверхности земли в с. Бургулюк, который соответствует среднему положению УПВ. Высокое положение УПВ в годовом цикле отмечается с апреля по июль, низкое с ноября по декабрь. Амплитуда колебания УПВ предположительно 1,5-2,0м. На остальной части участка подземные воды залегают на глубине более 6,0 м от поверхности замли.

Физико-механические свойства грунтов

По номенклатурному виду и физическим свойствам грунтов в пределах участка выделено **два** инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

1) ИГЭ-1 – суглинок темно-коричневый, высокопористый твердой консистенции, просадочный мощностью 0,5-3,0 м. Грунты первого ИГЭ не обладают просадочными свойствами от собственного веса при замачивании. Тип грунтовых условий по просадочности – первый;

2) ИГЭ-2 - щебенистый грунт с суглинистым заполнителем до 40% Обломочный материал хорошо окатанный, обломки представлены, в основном интрузивными, реже метаморфическими и осадочными породами.

Засоленность и агрессивность грунтов

Грунты по содержанию легко- и среднерастворимых солей по ГОСТ 25100-2002 до глубины 2,5 м являются незасоленными.

Грунты по содержанию сульфатов в пересчете на ионы SO_4^{--} являются неагрессивной средой для бетонных и железобетонных конструкций приготовленных на портландцементе по ГОСТ 10178-94. Содержание SO_4^{--} в грунтах колеблется от 50 до 290 мг/кг. Величина сухого остатка составляет 0,014-0,044%.

Группа грунтов по трудности разработки

Группы грунтов по трудности разработки по СН РК 8.02-05-2002 принять по следующим пунктам:

Почвенно-растительный слой	- $9^{А}$
Насыпной грунт	- $6^{б}$
Суглинок твердый	- 33в
Галечниковый грунт	- $6^{В}$

Сейсмичность

Сейсмичность территории согласно СНиП РК 2.03-30-2006, составляет восемь баллам.

Категория грунтов по сейсмическим свойствам – 11. (вторая)

6.2. Описание принятых проектных решений

6.2.1. Генеральный план трассы.

Газопровод среднего и низкого давления разработан в подземном и надземном варианте. Трасса газопровода выбрана на безопасных расстояниях от существующих зданий и сооружений в соответствии с требованиями СНиП РК 3.01.01-2008* «Градостроительство, планировка и застройка городских и сельских поселений», МСН 4.03-01-2003 «Газораспределительные системы».

6.2.2. Мощность предприятия

Протяженность газопровода среднего давления из полиэтиленовых труб (подземная) - 45,200 км

Протяженность газопровода высокого давления из стальных труб (надземная) – 42,457 км

1. Протяженность подводящего газопровода высокого давления из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 составляет 13,215 км, в том числе: диаметром 250х22,7 мм составляет 13,126 км; диаметром 110х10,0 мм составляет 0,081 км; диаметром 63х5,8 мм составляет 0,008 км.

Протяженность подводящего газопровода высокого давления из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 составляет 3,797 км, в том числе: диаметром 219х4,0 мм составляет 3,082 км; диаметром 219х6,0 мм составляет 0,627 км; диаметром 108х4,0 мм составляет 0,084 км; диаметром 57х3,0 мм составляет 0,0035 км.

2. Протяженность газопровода среднего давления н.п. Екпенди, Корган из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 составляет 15,577 км, в том числе: диаметром 108х4,0 мм составляет 0,287 км; диаметром 89х4,0 мм составляет 0,510 км; диаметром 76х4,0 мм составляет 0,641 км; диаметром 57х3,0 мм составляет 13,676 км; диаметром 32х3,0 мм составляет 0,463 км.

Протяженность газопровода среднего давления н.п. Екпенди, Корган из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 составляет 4,038 км, в том числе: диаметром 90х8,2 мм составляет 0,028 км; диаметром 63х5,8 мм составляет 4,010 км.

3. Протяженность газопровода среднего давления н.п. Екпенди, Косагаш из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 составляет 1,045 км, в том числе: диаметром 76х4,0 мм составляет 0,014 км; диаметром 57х3,0 мм составляет 0,947 км; диаметром 32х3,0 мм составляет 0,084 км.

Протяженность газопровода среднего давления н.п. Екпенди, Косагаш из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 диаметром 63х5,8 мм составляет 10,815 км.

4. Протяженность газопровода среднего давления н.п. Алатау, Шубарагаш из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 составляет 2,941 км, в том числе: диаметром 108х4,0 мм составляет 0,247 км; диаметром 76х4,0 мм составляет 0,118 км; диаметром 57х3,0 мм составляет 2,071 км; диаметром 32х3,0 мм составляет 0,505 км.

Протяженность газопровода среднего давления н.п. Екпенди, Косагаш из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 составляет 17,132 км, в том числе: диаметром 110х10,0 мм составляет 2,321 км; диаметром 90х8,2 мм составляет 0,295 км; диаметром 63х5,8 мм составляет 12,772 км; диаметром 125х11,4 мм составляет 0,023 км; диаметром 75х6,8 мм составляет 1,721 км.

4. Протяженность газопровода среднего давления н.п. Бургулюк, Мешит из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 составляет 19,097 км, в том числе: диаметром 133х4,0 мм составляет 0,859 км; диаметром 159х4,5 мм составляет 0,046 км; диаметром 108х4,0 мм составляет 1,468 км; диаметром 76х4,0 мм составляет 0,742 км; диаметром 57х3,0 мм составляет 15,392 км; диаметром 32х3,0 мм составляет 0,590км.

Общий расход газа на населенные пункты н.п. Алатау, Косагаш, Екпынды, Шубарагаш, Бургулюк сельский округ Алатау Толебийского района ЮКО составляет: 5158,0 $м^3$/ч, годовой расход газа – 9440,656 тыс.$м^3$/год

6.2.3. Технологические решения

Для газоснабжения природным газом населенных пунктов Екпинди, Бургулюк, Алатау, Косагаш, Шубарагаш Алатауского с/о Толебийского района ЮКО запроектирован газопровод высокого и среднего давления.

Точка врезки: газопровод высокого давления до ПГБ с п. 1-е Мая, Расчетное давление 1,2 МПа; фактическое давление 0,3 МПа диаметром 219 мм.

При проектировании принята трехступенчатая система газоснабжения. В подводящем газопроводе учтены расходы населенных пунктов Ынтымак с/о 1 Мая, Екпинди, Бургулюк, Алатау, Косагаш, Шубарагаш Алатауского с/о Толебийского р-на.

Предусматривается для снижения давления газа с высокого 0,6МПа до среднего давления 0,3МПа установка газорегуляторных пунктов блочного типа и ГРПШ.

В пос. Ынтымак – Газорегуляторный пункт шкафного типа ГРПШ-13-2ВУ1 с 2-мя регуляторами РДГ- 50В без обогрева с узлом учета расхода газа СТГ-80-250 с электронным корректором «Gorus».

В пос. Екпинди, Корган – Газорегуляторный пункт блочного типа ПГБ-13-2ВУ1 с 2-мя регуляторамиРДГ-50В с обогревом и газовый счетчик СТГ-100-400 с электронным корректором. «Gorus».

В пос. Екпинди, Косагаш – Газорегуляторный пункт блочного типа ПГБ-13-2ВУ1 с 2-мя регуляторами РДГ-50В с обогревом и газовый счетчик с электронным корректором «Gorus».

В пос. Алатау, Шубарагаш – Газорегуляторный пункт блочного типа ПГБ-15-2ВУ1 с 2-мя регуляторами РДГ-80В с обогревом и газовый счетчикСТГ-100-650 с электронным корректором «Gorus».

В пос. Бургулюк, Ак мешит – Газорегуляторный пункт блочного типа ПГБ-15-2ВУ1 с 2-мя регуляторами РДГ-80В с обогревом и газовый счетчик с электронным корректором «Gorus».

Для снижения давления газа со среднего на низкое давление проектом предусматривается газорегуляторные пункты шкафного типа (ГРПШ) ГРПШ-6, ГРПШ-10, ГРПШ-10МС.

Согласно современной методикой предусматривается подключение потребителя непосредственно со среднего давления.

Проектом предусматривается выход из земли на границе участков с установкой индивидуальных ГРПШ для каждого дома, на 2 дома и на 3 дома вне территории частных владений.

Газопровод высокого и среднего давления запроектирован из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 ГОСТ Р 50383-95 и из стальных труб по ГОСТ 10704-91.

Основные потребители газа

Основными потребителями газа являются:

1) население (на приготовление пищи, горячей воды на хозяйственные и санитарно-гигиенические нужды, отопление.

2) коммунально-бытовые учреждения (школы, д/сады и мелкие ком, бытовые объекты).

Численность населения и коммунально-бытовые учреждения приняты согласно предоставленным справкам

Нормы расхода газа, годовые и максимально-часовые расходы газа.

Нормы потребления газа

Предусматривается использование газа всеми категориями потребителей при 100% охвате.

Максимальный часовой и годовой расход газа для жилых домов определяется по нормам расхода газа (СНиП РК 3.01.01-2008 табл.12,4)

Максимально часовые расходы газа по с/о Алатау определены согласно предоставленным справкам сельским округом Толебийского района.

SUB12014 Таблица 12.4 – Удельные максимально-часовые расходы газа (СНиП РК 3.01.01-2009г.)

Типы застройки	Удельные максимально-часовые расходы газа м^3/чел. Час при тепловой способности 33,6 мДж/м^3 (8000 ккал/м^3)
Многоэтажная с централизованным отоплением и горячим водоснабжением	0,04
Малоэтажная (котеджная) с индивидуальными источниками отопления и горячего водоснабжения	
- при норме обеспеченности 20 м^2 общ. пл. на1 чел.	0,63-0,45

- при норме обеспеченности 30 м^2 общ. пл. на1 чел.	0,88-0,62
- при норме обеспеченности 40 м^2 общ. пл. на1 чел.	1,14-0,79
Примечание: Предприятия коммунально-бытового назначения (бани, прачечные, химчистки, самообслуживания) в случае их размещения должны учитываться особо. При определении расхода газа на предприятиях коммунально-бытового сектора может быть использована комплексная норма расхода газа, которая составляет 0,0085 куб. м/час или 30 куб. м /год на одного жителя.	

Тип застройки населенных пунктов - одноэтажные.

Для расчета приняты с индивидуальными источниками отопления и горячего водоснабжения и приготовления пищи при норме обеспеченности 20 м^2 общей площади на одного человека.

Расчет потребности природного газа на с/о Алатау составляет:

Часовой расход газа, нм^3/час.

аименование населенных пунктов	Кол-во жилых домов		Часовые расходы, нм^3/час					итого нм^3/час
	Кол-во населен		Индивид. бытовые нужды	На отопление	Ком.быт. нужды	На перспективу		
	Существующие	На персп.				Индивид быт. нужды	Отопление	
н/п Екпинди 1, Корган	253 1518	51 306	273,24	409,86	75,0	112,97	169,45	1040,52
н/п Косагаш	86 516	17 103	93,0	139,2	40,0	18,96	27,84	319,0
н/п Екпинди	85 510	17 102	91,8	137,7	110,0	37,8	56,7	434,0
н/п Алатау	422 2532	84 506	455,76	683,64	310,0	91,1	136,78	1677,28
н/п Шубарагаш	69 414	14 89,0	74,52	111,78	10,0	14,9	22,36	233,56
н/п Бургулюк	361 2166	72 433	390,0	585,0	283,5	78,0	117,0	1453,5
Итого			1378,32	2067,18	828,5	353,73	530,13	5157,86

Общий часовой расход газа составляет 5157,86 нм^3/час

Расчет потребности природного газа на с/о Алатау составляет:

годовой расход газа, нм^3/год.

Наименование населенных пунктов	Кол-во жилых домов		Часовые расходы, нм^3/год					итого нм^3/год Индивид. бытовые нужды
	Кол-во населен		Индивид. бытовые нужды	На отопление	Ком.быт. нужды сущ.	Кол-во населен на персп. 20%		
	Сущ.	На персп. 20%				Индив. быт.нужд	Отопление	
н/п Екпинди 1, Корган	253 1518	51 306	498663,0	н/п Екпинди 1, Корган	253 1518	51 306	498663,0	н/п Екпинди 1, Корган
н/п Косагаш	86 516	17 103	169725,0	н/п Косагаш	86 516	17 103	169725,0	н/п Косагаш
н/п Екпинди	85 510	17 102	167535,0	н/п Екпинди	85 510	17 102	167535,0	н/п Екпинди
н/п Алатау	422 2532	84 506	831762,0	н/п Алатау	422 2532	84 506	831762,0	н/п Алатау
н/п Шубарагаш	69 414	14 89	135999,0	н/п Шубарагаш	69 414	14 89	135999,0	н/п Шубарагаш

Общий годовой расход газа по н/п Екпинди, Косагаш, Алатау, Шубарагаш, Бургулюк составляет: $\sum Q_{год}$ =9440656,0 нм^3/год

Диаметры газопровода среднего давления определены гидравлическим расчетом, исходя из условий обеспечения газоснабжения потребителей в часы максимального потребления при максимально-допустимых перепадах давления.

При этом учитываются часовые расхода газа на нужды производственных (сельскохозяйственных), коммунально-бытовых потребителей, а также индивидуально-бытовые нужды населения.

Подземная прокладка

Газопроводы среднего давления запроектированы из полиэтиленовых труб ПЭ 100 ГАЗ SDR11 по ГОСТ Р 50838-95* в подземном варианте.

Диаметры внутрипоселкового газопровода среднего давления определены гидравлическим расчетом, исходя из условий обеспечения газоснабжения потребителей в часы максимального газопотребления при максимально-допустимых перепадах давления.

Гидравлический расчет выполнен по программе V.I.O. Standart Hidravlik calculator.

Глубина прокладки газопровод до верха трубы 1,2м. Газопровод в траншею укладывается на песчаное основание толщиной 10см и присыпается просеянным грунтом без твердых включений на высоту 20см с послойной трамбовкой.

Параллельно трассе газопровода, предусмотрен изолированный алюминиевый провод сечением 4,0мм^2 с выходом его концов на поверхность под ковер и сигнальной ленты без металлической полосы по всей трассе.

Сигнальная лента без металлической полосы шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью « Осторожно ГАЗ» укладывается на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

Укладку полиэтиленовых труб в траншею производить :

1) при температуре окружающего воздуха выше плюс 10°С уложить газопровод свободным изгибом (змейкой) с засыпкой – в наиболее холодное время суток;

2) при температуре окружающего воздуха ниже плюс 10°С возможна укладка прямолинейно, а засыпку газопровода производить в самое теплое время суток.

Переходы через автодороги выполнены в подземном варианте в полиэтиленовых футлярах с выводом контрольной трубки под ковер.

Предусмотрена весьма усиленная изоляции стальных футляров, при выходе из земли, конденсатосборников согласно ГОСТ 9.602-89 (полимерными лентами) для защиты от коррозии.

Согласно МСП 4.03-103-2005 п.6,94 работы по укладке газопроводов рекомендуется производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 15°С и не выше плюс 30°С.

Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскостях полиэтиленового газопровода выполняются с помощью полиэтиленовых отводов по ТУ 6-19-359-87.

При входе и выходе из земли полиэтиленовых труб выполненный с использованием отвода с закладными элементами (ЗН) и соединений «полиэтилен-сталь» на вертикальном участке заключаются в футляр.

В футлярах выходов и входов предусмотрены неразъемные узлы соединений «полиэтилен-сталь». Футляр газопровода должен быть герметично заделан с двух концов.

Для отбора проб воздуха допускается предусматривать контрольную трубку без ковера.

Газопровод высокого давления диаметром 250х22,7 пересекает автодорогу Шымкент-Ленгер-Алатау, заключается в стальной футляр диаметром 426х9,0 длиной 9,5м - 2 шт.; диаметром 426х9,0 длиной 14,5м; диаметром 426х9,0 длиной 21,5м; диаметром 426х9,0 длиной 9,0м закрытым способом горизонтально-наклонным бурением.

Газопровод высокого давления пересекает река Донгустау в районе пос. Екпинди надземным способом прокладка газопровода в футляре- 1 раз.

В районе Екпинди, Ынтымаке пересекает река Донгустау-3 раза надземным способом на свайных опорах .

Для отключения газа на газопроводе среднего давления предусмотрена установка отключающих устройств под люк согласно типового проекта диаметром 63мм - 2 шт.; диаметром 110мм - 1 шт.; диаметром 90мм- 2шт.

Для изоляции стальных футляров предусмотрена весьма усиленная согласно ГОСТ 9.602.89 (полимерными лентами).

Защита от электрохимической коррозии не требуется согласно заключения коррозионных исследований грунтов относительно стали на участках поздемных переходов газопроводов через автодороги. (И.П. Семихвостов гос.лицензия-ГСЛ №000956).

Контроль качества стыков ПЭ газопровода высокого давления согласно МСН 4.03-01-2003 табл. 14-100%.

Монтаж и испытание газопровода из полиэтиленовых труб вести в соответствии МСП 4.03-103-2005, МСН 4.03-01-2003 и «Правила промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов» утвержденных приказом МЧС РК №172 от 18 сентября 2008 г.

Проектом предусматривается на отводе закольцовка проектируемого газопровода высокого давления АГРС «Зертас»- отключающее устройство «Кран под люк» диаметром 250мм.

Надземная прокладка

Газопровод высокого давления надземным способом выполнен из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 из спокойной стали марки 3, категории 2, подгруппы В по ГОСТ 10705-90.

Отводы стального газопровода выполняются по ГОСТ 17375-2001; переходы ГОСТ 17378-2001.

Газопровод высокого давления в надземном варианте запроектирован на опорах высотой 1,0; 3,0м; 5,0м.

Вся газопроводная сеть оснащена необходимым количеством отключающих устройств- стальными задвижками ЗКЛ2-16 диаметром 200мм, 100мм и 50мм.

Защита надземных стальных газопроводов от атмосферной коррозии осуществляется путем нанесения на газопроводы 2-х слоев эмали ПФ-115 после 2-х слоев грунтовки ГМ-021 в соответствии с требованием СНиП РК 2.01-19-2004.

Контроль качества сварных стыков стального газопровода среднего давления принято 14-5% согласно табл. 14 МСН 4.03.01-2003.

Монтаж и испытание газопровода из стальных вести в соответствии труб вести в соответствии с требованиями МСН 4.03-01-2003 и СНиП 3.05.02-88 и «Правил промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов» утвержденных приказом МЧС №172 от 18.09.2008г.

Газорегуляторные пункты шкафного типа.

Для снижения давления газа с высокого давления запроектированы газорегуляторные пункты шкафного типа и блочного типа с основной и резервной линиями редуцирования с отопительным прибором и с узлом учета расхода газа.

ГРПШ 13-2ВУ1 – газовый счетчик СТГ-80-250 с электронным корректором. «Gorus». (пос. Ынтымак) Производительность 672,0 нм^3/час. Давление на входе 4,14 кгс/см^3 . Давление на выходе 3,0 кгс/см^3.

ПГБ 13-2ВУ1 – газовый счетчик СТГ-100-400 с электронным корректором. «Gorus». (пос. Екпинди, Корган) Производительность 1041,0 нм^3/час. Давление на входе 3,66 кгс/см^3 . Давление на выходе 3,0 кгс/см^3.

ПГБ 13-2ВУ1 – газовый счетчик СТГ-80-400 с электронным корректором. «Gorus». (Екпинди, Косагаш) Производительность 753,0 нм^3/час. Давление на входе 3,64 кгс/см^3 . Давление на выходе 3,0 кгс/см^3.

ПГБ 15-2ВУ1 – газовый счетчик СТГ-100-650 с электронным корректором. «Gorus». (Алатау, Шубарагаш) Производительность 1911,0 нм^3/час. Давление на входе 3,53 кгс/см^3. Давление на выходе 3,0 кгс/см^3.

ПГБ 15-2ВУ1 – газовый счетчик СТГ-100-650 с электронным корректором. «Gorus». (Бургулюк, Акмешит) Производительность 1454,0 нм^3/час. Давление на входе 3,63 кгс/см^3 . Давление на выходе 3,0 кгс/см^3.

Для установки ПГБ предусмотрены фундамент; молниеотвод, дефлектор,

Подвод газопровода к жилым домам

Для снижения давления газа со среднего на низкое и поддержания его на заданном уровне на границе жилых участков предусмотрена установка ГРПШ:

1) на один дом ГРПШ-6 с одним счетчиком G-4 всего – 356 шт.;

2) на два дома – ГРПШ-10 с 2-мя счетчиками G-4 всего – 469шт.;

3) на три дома ГРПШ-10МС с 3-мя счетчиками G-4 всего – 2 шт.

ГРПШ устанавливается в раздел границы возле забора отдельно стоящей стойке.

Перед каждым ГРПШ запроектирована установка крана ГШК-25 диаметром 25 мм.

Электроснабжение

Электроснабжение ПГБ предусматривается контур заземления ПГБ выполненных сталью полосовой 40х4мм металлическим уголком 50х50х5.

Сопротивление заземления не должно быть более 10 ом.

Существующий молниеприемник предусмотрен в ПГБ, соединить с контуром заземления в двух точках.

щит электрический входит в комплект ПГБ.

Все электромонтажные работы выполнять согласно ПУЭ РК и ПТБ.

Охрана окружающей среды

С целью охраны окружающей среды проектом предусмотрено

предотвращение загрязнения почвы и воздушного бассейна углеводородными газами, которые сами по себе не являются вредными или ядовитыми.

Газопроводы, оборудование и установки, предусмотренные в проекте

представляют собой замкнутую герметическую систему. Газопроводы после

монтажа подвергаются испытанию на прочность и герметичность.

Кроме того, для предотвращения разрушения металла стенок газопроводов от атмосферного воздействия и от почвенной коррозии проектом предусмотрено нанесение защитного покрытия на надземные газопроводы и весьма усиленная изоляция на подземный газопровод.

Сбросные свечи газорегуляторного пункта выведены на высоту 4,0м, обеспечивающие рассеивание незначительных выбросов и предотвращение попадания их в зону работы обслуживающего персонала.

В связи с намеченной подачей природного газа создается перспектива оздоровление воздушного бассейна населенных пунктов заменены газом других видов топлива.

При сжигании котельно-печного топлива (зольных углей, зернистого мазута) в атмосферу выбрасывается большое количество золы двуокиси серы, окислов азота.

Это отрицательно влияет на воздушный бассейн рассматриваемого региона, здоровье населения, продуктивность животноводства, сельскохозяйственные и лесные угодья, состояние промышленных коммунально-бытовых основных фондов.

Использование вместо перечисленных видов топлива природного газа исключает выбросы окисла азота приблизительно на 20% по сравнению с углем, что резко снижает экономический ущерб от загрязнения атмосферы.

Труднее всего измерить и как-то выразить количественно этот эффект (ущерб) тогда, когда он проявляется в ценностях высшего порядка продолжительности

жизни, генетические последствия, которые сказываются на физическом и духовном обмене будущих поколений.

Сравнение расчетов показывает, что замена угля и мазута на природный газ, приносит положительный экономический эффект.

При выполнении строительно-монтажных работ по прокладке газопроводов необходимо соблюдать требования защиты окружающей среды, сохранение его устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране окружающей среды. Охрана окружающей природной среды в зоне размещения строительной площадки осуществляется в соответствии с действующими нормативными правовыми актами по вопросам охраны окружающей природной среды и рациональному использованию природных ресурсов.

Производство строительно-монтажных работ должно проводиться с учетом требований СанПин 2.2.3.11384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ». Работы следует выполнять только в пределах полосы временного отвода земель.

При проведении строительно-монтажных работ предусматривается осуществление ряда мероприятий по охране окружающей природной среды:

1) обязательное сохранение границ территории, отводимых для строительства;

2) применение герметических емкостей для перевозки растворов и бетонов;

3) устранение открытого хранения, погрузки и перевозки сыпучих пылящих веществ (применение контейнеров, специальных транспортных средств);

4) завершение строительства уборкой и благоустройством территории с восстановлением растительного покрова;

5)оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов;

6) использование специальных установок для подогрева воды, материалов;

7)слив горюче-смазочных материалов только в специально отведенных и оборудованных для этой цели местах;

8) выполнение в полном объеме мероприятий по сохранности зеленых насаждений.

Способ прокладки газопровода и наличие существующих подъездных автодорог исключает загрязнение и порчу земель.

Технологический процесс газораспределения исключает попадание природного газа и других вредных веществ в окружающую среду за счет применения герметичной запорной арматуры и трубопровода.

6.2.4. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Противопожарные мероприятия

Монтажные работы вести по проекту в соответствии с требованиями МСН 4.03-01-2003 «Газораспределительные системы», «Правил безопасности в газовом хозяйстве» и г. Алматы 2002год, СНиП III-4-80 «Техника безопасности строительства».

6.2.5. Организация строительства.

Объемы основных строительно – монтажных работ

Протяженность газопровода среднего давления из полиэтиленовых труб (подземная) - 45,200 км

Протяженность газопровода высокого давления из стальных труб (надземная) – 42,457 км

Строительство газоснабжения выполняется силами комплексной строительной бригады. Количество бригад и звеньев уточняется ППР и зависит от объема выполняемых работ.

Складирование труб, материалов, оборудования, а также изготовления монтажных заготовок предусматривается на существующей базе, откуда доставляются бортовыми машинами.

Трубы доставляются в виде сваренных секций или в виде отдельных труб. Перевозка труб осуществляется на автомобилях - трубовозах. Трубы длиной до 12 метров можно перевозить на бортовом автомобиле с прицепом распуском.

Расчет продолжительности строительства

Продолжительность строительства определена согласно СНиП РК 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений», по части II., стр.123. Раздел « Коммунальное хозяйство. Газоснабжение. Распределительная газовая сеть».

1. Проектная протяженность стального газопровода - 42,457 км.

Строительство газопровода предусматривается в 2 потока (согласно п.7 стр.93)

42,457 /2 равно 21,23 км

Согласно п.9 Общих положений принимается метод экстраполяции исходя из имеющихся в нормах максимальной мощности 10 км с продолжительностью строительства 5,0 месяцев.

Увеличение мощности составляет

(21,23-10)х100/10 равно 112,3 %

Прирост к норме продолжительности составляет

112,3 х0,3 равно 33,69 %

Продолжительность строительства с учетом экстраполяции равна

5(100+ 33,69)/100 равно 6,7 мес.

2. Проектная протяженность газопровода из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 составляет 45,200 км.

Строительство газопровода предусматривается в 2 потока (согласно п.7 стр.93)

45,200 /3 равно 15,07

Согласно п.9 Общих положений принимается метод экстраполяции исходя из имеющихся в нормах максимальной мощности 10 км с продолжительностью строительства 3,5 месяцев.

Увеличение мощности составляет

(15,07 -10)х100/10 равно 50,7 %

Прирост к норме продолжительности составляет

50,7 х0,3 равно 15,21

Продолжительность строительства с учетом экстраполяции равна

3,5(100+15,21)/100 равно 4,03 мес.

3. Продолжительность строительства с учетом коэффициента 0,5 совмещения числа объектов, входящих в систему согласно табл.2 СНиП РК 1.04.03-2008, часть II, стр. 93 составит

6,7 +4,03х05 равно 8,7 мес.

Принимаем продолжительность строительства 9,0 месяцев, в том числе подготовительный период 0,5 месяц.

6.2.6. Охрана окружающей среды и меры безопасности

С целью охраны окружающей среды проектом предусмотрено предотвращение загрязнения почвы и воздушного бассейна углеводородными газами, которые сами по себе не являются вредными или ядовитыми.

Газопроводы, оборудование и установки, предусмотренные в проекте представляют собой замкнутую герметическую систему. Газопроводы после монтажа подвергаются испытанию на прочность и герметичность.

Кроме того, для предотвращения разрушения металла стенок газопроводов от атмосферного воздействия и от почвенной коррозии проектом предусмотрено нанесение

защитного покрытия на надземные газопроводы и весьма усиленная изоляция на подземный газопровод.

Сбросные свечи газорегуляторного пункта выведены на высоту 4,0м, обеспечивающие рассеивание незначительных выбросов и предотвращение попадания их в зону работы обслуживающего персонала.

В связи с намеченной подачей природного газа создается перспектива оздоровление воздушного бассейна населенных пунктов заменены газом других видов топлива.

6.2.7. Сметная документация

Сметная документация составлена в соответствии с СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан», СНиП РК1.02-01-2007* «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство», СН РК 8.02-03-2002, СН РК 8.02-04-2002, СН РК8.02-05-2002, СН РК 8.02-06-2002, изменения и дополнения выпуски1-11.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4, редакция 4.2.3

Сметная стоимость строительства составлена в базовом уровне 2001 года с использованием сметных норм и расценок СНиР-2001 привязанных к местным условиям строительства ЮКО.

Перевод от цен 2001 года на текущий уровень цен определен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2011 год согласно бюджетному законодательству в размере 1512 тенге (1512/775 тенге равно 1,95097) ПИР и экспертиза, на 2012 год в размере 1618 тенге (1618/775 тенге равно 2,08774) .

При составлении сметной документации приняты :

1) территориальный район - 15.2;

2) накладные расходы согласно СН РК 8.02-02-2002 Приложение 1;

3) затраты на временные здания и сооружения согласно СН РК 8.02-09-2002 – 3,4 %;

4) дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время согласно СН РК 8.02-07-2002 – 1,3*0,7 равно 0,91 %;

4) затраты на выслугу лет – 1,0 %;

5) затраты на дополнительные отпуска – 0,4 %;

6) налоги, сборы, обязательные платежи – 2 %;

7) налог на добавленную стоимость – 12%;

8) непредвиденные и ненормируемые затраты – 6%.

Основные показатели:

1.	Годовой расход газа	9440,656 тыс.нм^3/год
2.	Протяженность газопровода из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50838-95*	45,200 км
3.	Протяженность газопровода из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91	42,457 км
4.	Количество: ГРПШ 13-2ВУ1	1 шт.
	ПГБ 13-2ВУ1	3 шт.
	ПГБ 15-2ВУ1	2 шт.
	ГРПШ - 10	469 шт
	ГРПШ – 6	356 шт.
	ГРПШ – 10МС	2 шт.
5.	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года.	309,880 млн. тенге
	в том числе: СМР	269,730 млн. тенге
	оборудование	36,202 млн. тенге
	прочие	3,948 млн. тенге
6.	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011, 2012 годов	762,356 млн. тенге
	в том числе: СМР	563,127 млн. тенге
	оборудование	75,581 млн. тенге
	прочие	123,648 млн. тенге

7. Нормативная трудоемкость 173,54 тыс.чел.час
8. Продолжительность строительства 9,0 месяцев

7. ОЦЕНКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка принятых проектных решений.

В целом проект разработан в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, иными исходными данными, техническими условиями и требованиями.

Проектные решения с учетом внесенных изменений по разделу 7.2. соответствуют нормативным требованиям по санитарной, экологической, пожарной безопасности, функциональному назначению объекта.

7.2. Изменения и дополнения, внесенные в проект в процессе экспертизы:

1) предоставлено заключение экспертизы промышленной безопасности;

2) представлен гидравлический расчет газопровода по поселкам;

3) выполнена схема трассы согласно требованиям п. 5.4.1. СНиП РК 1.02-01-2007,

4) обоснованы принятые в проекте толщины стенок газопроводов и соединительных деталей, предоставить расчет газопроводов на прочность, согласно требованиям п. 17 Технического регламента «Требования безопасности систем газоснабжения» и п. 4.6. МСН 4.03-01-2003;

5) представлено согласование переходов методом горизонтального бурения;

6) выполнены узлы выхода газопровода из земли к счетчику для одного, два и три хозяина;

7) предусмотрена установка отключающей арматуры в металлическом шкафу;

8) в спецификации для вскрытия и восстановления асфальтового покрытия указана ширина покрытия; выполнен разрез асфальтового покрытия;

9) на продольных профилях выполнен разрез траншеи для укладки газопровода;

10) в спецификации для весьма усиленной изоляции указан тип изоляции;

запорная арматура принята герметичностью не ниже класса «В», согласно требованиям п. 4.14 МСН 4.03-01-2003 и п. 21 Технического регламента «Требования безопасности систем газоснабжения»; в спецификации для арматуры указать класс герметичности;

11) при пересечении водных преград (канал) приняты сваи диаметром 60 см, на остальных участках приняты сваи диаметром 40см;

12) выполнен узел опирания трубы диаметром 230мм. на швеллер № 20;

13) электроснабжение ПГБ п. Бургулюк и Алатау; п. Екпинди и п. Косагаш. На опоре №4 предусмотрена кабельная муфта и выполнена на чертеже;

14) тип опор указан полностью;

15) электроснабжение ПГБ п. Екпинди и п. Косагаш. Откорректирована спецификация;

16) стоимость оборудования и материалов, отсутствующих в нормативной сборниках сметных цен, принята по представленным прайс-листам, согласованным заказчиком;

17) откорректирована стоимость ПИР и экспертизы, принята по расчету;

18) откорректированы объемы в сметах по измененным рабочим чертежам;

19) в смете 2-1 -1 исключены затраты на приварку фланцев к задвижкам, исключены затраты на устройство опалубки в фундаментах под опоры газопроводов как необоснованно принятые, откорректирован вес опор из труб и крепежных элементов для крепления газопровода согласно рабочих чертежей, исключены затраты на устройство защиты ГРПШ от падения проводов согласно проекта, откорректирована площадь окраски труб в проекте и в сметах;

20) в смете 2-3-1 откорректированы площадь нижнего слоя покрытия, принята 263 м^2 вместо 789 м^2, исключены затраты на устройство покрытия из ГПС площадью 1315 м^2 как необоснованно принятые, откорректированы объемы земляных работ,

добавлены затраты на прокладку футляра из полиэтиленовых труб длиной 512м, длина труб диаметром 100мм, протаскиваемых в футляры принята 684,5м вместо 678м.

Таким образом, после внесения изменений и корректировки проектно-сметной документации технико-экономические показатели сложились следующим образом:

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Показатели		Изменение +увеличен -уменьшен
			Предст.на рассмотр.	Рекоменд. к утверждению	
1	Годовой расход газа	тыс. нм³/год	9440,656	9440,656	
2	Протяженность газопровода из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50838-95*	км	45,200	45,200	
3	Протяженность газопровода из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91	км	42,457	42,457	
4	Количество: ГРПШ 13-2ВУ1 ПГБ 13-2ВУ1 ПГБ 15-2ВУ1 ГРПШ - 10 ГРПШ – 6 ГРПШ – 10МС	шт. шт. шт. шт. шт.	1 2 2 469 356 2	1 2 2 469 356 2	
5	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года, в том числе: СМР оборудование прочие	млн.тенге млн.тенге млн.тенге млн.тенге	309,880 269,730 36,202 3,948	304,832 264,954 36,202 3,676	5,048 4,776 - 0,272
6	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011, 2012 годов в том числе: СМР оборудование прочие из них по годам: на 2011 год с МРП 1512 тенге (ПИР и экспертиза) на 2012 год с МРП 1618 тенге	млн.тенге млн.тенге млн.тенге млн.тенге млн.тенге млн.тенге	762,356 563,127 75,581 123,648 17,500 744,856	749,937 553,155 75,581 121,201 17,500 732,437	-12,419 -9,972 -2,447 - -12,419
7	Нормативная трудоемкость	т.чел.час	173,54	170,71	-2,83
8	Продолжительность строительства	месяцев	9,0	9,0	

Примечание: в результате рассмотрения сметной документации объекта, сметная стоимость снизилась в текущих ценах 2011, 2012 годов на общую сумму 12,419 млн. тенге.

8. ВЫВОДЫ

«Строительство газоснабжения в селе Алатау, Косагаш, Екпынды, Шубарагаш, Бургулюк сельского округа Алатау Толебийского района, ЮКО» соответствует требованиям нормативных актов, государственных нормативов и документов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными показателями:

1. Годовой расход газа 9440,656 тыс.нм³/год
2. Протяженность газопровода из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50838-95* 45,200 км
3. Протяженность газопровода из стальных электросварных труб по 42,457 км

	ГОСТ 10704-91	
4.	Количество: ГРПШ 13-2ВУ1	1шт.
	ПГБ 13-2ВУ1	2 шт
	ПГБ 15-2ВУ1	2 шт
	ГРПШ - 10	469 шт
	ГРПШ – 6	356 шт.
	ГРПШ – 10МС	2 шт.
5.	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года:	304,832 млн. тенге
	в том числе СМР	264,954 млн. тенге
6.	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011, 2012 годов:	749,937 млн. тенге
	в том числе СМР	553,155 млн. тенге
7.	Нормативная трудоемкость	170,71 тыс.чел.час
8.	Продолжительность строительства	9,0 месяцев

1. При предоставлении на утверждение и выдаче на производство работ рабочий проект подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспертизы.

2. До начала производства работ рабочий проект подлежит утверждению в установленном порядке в течение трех месяцев.

8. ТҰЖЫРЫМ

«ОҚО, Толеби ауданы Алатау ауыл округіндегі Алатау, Қосагаш, Екпінді, Шұбарағаш, Бүркөлік ауылдарын газбен қамтамасыз ету құрылысы» жұмыс жобасын сараптаманың ескертпелері мен ұсыныстарымен енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, Қазақстан Республикасында қолданылатын заң актілерінің, мемлекеттік нормативтер мен құжаттардың талаптарына сәйкес келетіндіктен, төмендегі негізгі көрсеткіштерімен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсыныс жасаймыз:

1.	Газдың жылдық шығыны	9440,656 мың нм³/час
2.	МСТ 50838-95 Р бойынша полиэтилен құбырлы газ өткізгішінің ұзындығы	45,200 шақырым
3.	МСТ 10704-91 бойынша болат электдәнекерлі құбырлы газ өткізгішінің ұзындығы	42,457 шақырым
4.	ГРПШ 13-2ВУ1саны	1 дана
	ПГБ 13-2ВУ1 саны	2 дана
	ПГБ 15-2ВУ1 саны	2 дана
	ГРПШ - 10 саны	469 дана
	ГРПШ – 6 саны	356 дана
	ГРПШ – 10МС саны	2 дана
5.	2001 жылғы базалық бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны	304,832 млн. теңге
	оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары	264,954 млн. теңге
6.	2011, 2012 жылдардағы ағымдағы бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны	749,937 млн. теңге
	оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары	553,155 млн. теңге
7.	Нормативтік еңбек сиымдылығы	170,71 мың адам сағ.
8.	Құрылыстың ұзақтығы	9,0 ай

1. Жұмыс жобасын бекітуге және жұмыстарды өндіріске ұсынғанда осы сараптама қорытындысына сәйкес келетіндігін тексеру қажет.

2. Жұмыс жобасы жұмыстарды өндіруді бастағанға дейін үш ай көлемінде белгіленген тәртіпке сәйкес бекітілуі тиіс.

Директордың орынбасары	Спатаев И.
Өндіріс бөлімінің бастығы	Турдиев С.
Жетекші сарапшы	Ларкина Н.
Сектор меңгерушісі	Кадышев О.
Штатан тыс сарапшы	Сотникова Г.
Штатан тыс сарапшы	Беляева Л.