ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРЫНЫНЫҢ
«АҚТӨБЕМЕМСАРАПТАМА»
ЕНШІЛЕС МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРЫНЫ

МЕМСАРАПТАМА
ГОСЭКСПЕРТИЗА

АГЕНТСТВО РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
ДОЧЕРНЕЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
«АКТЮБГОСЭКСПЕРТИЗА»

«БЕКІТЕМІН»:
«Ақтөбемемсараптама» ЕМК
директоры

_____Б.Досмұратов

«Ақтөбе облысы Хромтау ауданының Никельтау селосындағы жеткізу газ құбырының және ішкікварталық газ тарату желілерінің құрылысы»

жұмыс жобасы бойынша

2011 жылғы 11 шілдедегі № 04 - 0362/11

ҚОРЫТЫНДЫ

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

ЖОБАЛАУШЫ:
«АктобеПроект-Групп» ЖШС,
Ақтөбе қаласы

Ақтөбе қаласы

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРЫНЫНЫҢ
«АҚТӨБЕМЕМСАРАПТАМА»
ЕНШІЛЕС МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРЫНЫ

МЕМСАРАПТАМА
ГОСЭКСПЕРТИЗА

АГЕНТСТВО РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
ДОЧЕРНЕЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
«АКТЮБГОСЭКСПЕРТИЗА»

«БЕКІТЕМІН»:
«Ақтөбемемсараптама» ЕМК
директоры

_____Б.Досмұратов

«Ақтөбе облысы Хромтау ауданының Никельтау селосындағы жеткізу газ құбырының және ішкікварталық газ тарату желілерінің құрылысы»

жұмыс жобасы бойынша

2011 жылғы 11 шілдедегі № 04 - 0362/11

ҚОРЫТЫНДЫ

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

ЖОБАЛАУШЫ:
«АктобеПроект-Групп» ЖШС,
Ақтөбе қаласы

Ақтөбе қаласы

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
ҚӘСІПОРЫНЫНЫҢ
«АҚТӨБЕМЕМСАРАПТАМА»
ЕНШІЛЕС МЕМЛЕКЕТТІК ҚӘСІПОРЫНЫ

МЕМСАРАПТАМА
ГОСЭКСПЕРТИЗА

АГЕНТСТВО РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
ДОЧЕРНЕЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
«АКТЮБГОСЭКСПЕРТИЗА»

«УТВЕРЖДАЮ»:
Директор
ДГП «Актюбгосэкспертиза»

_____Б.Досмуратов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№04-0362/11 от 11 июля 2011 года
по рабочему проекту
«Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Никельтау Хромтауского района Актюбинской области»

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

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «АктобеПроект-Групп»
город Актобе

город Актобе

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
ҚӘСІПОРЫНЫНЫҢ
«АҚТӨБЕМЕМСАРАПТАМА»
ЕНШІЛЕС МЕМЛЕКЕТТІК ҚӘСІПОРЫНЫ

МЕМСАРАПТАМА
ГОСЭКСПЕРТИЗА

АГЕНТСТВО РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
ДОЧЕРНЕЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
«АКТЮБГОСЭКСПЕРТИЗА»

«УТВЕРЖДАЮ»:
Директор
ДГП «Актюбгосэкспертиза»

_____Б.Досмуратов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№04-0362/11 от 11 июля 2011 года
по рабочему проекту
«Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Никельтау Хромтауского района Актюбинской области»

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

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «АктобеПроект-Групп»
город Актобе

город Актобе

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Никельтау Хромтауского района Актюбинской области»

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №332 от 07.06.2011г. на экспертизу рабочего проекта «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Никельтау Хромтауского района Актюбинской области»

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

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Актобе Проект-Групп», г. Актобе, государственная лицензия на ведение проектных работ 06 - ГСЛ № 001138 от 28 сентября 2009 г. выданная, ГУ «Управлением государственного архитектурно-строительного контроля Актюбинской области».

Приказ № 09 о назначении главного инженера проекта от 25.02.2011 года.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

- письмо № 03-10/1051 от 12.05.2011 года «Распределение финансовых средств по годам», выданное заказчиком;
- задание на проектирование, утвержденное Зам.акима Актюбинской области от 01.03.2011 года;
- письмо №04-15/1589 от 28.06.2011 года, выданное начальником ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Актюбинской области К.Бакберген, стоимость ПИР принять согласно итогов конкурса;
- письмо № 37 от 31.03.2011 года, выданное Акимом Тассайского сельского округа;
- ситуационный план жилого массива;
- согласование пересечения газопровода с газопроводом-отводами от МГ «Бухара-Урал» №482-4811-401 от 20 апреля 2011 года;
- заключение №19-07-04/437 от 18.04.2011 года на пересечение газопровода с автомобильной дорогой общего пользования международного значения «Самара-Шымкент» в районе с.Акжар;
- письмо № 112 от 14.04.2011 года, выданное Хромтауским районным отделом ЖКХ, ПТ и АД;
- технические условия №2-60/982 от 07.04.2011г. на пересечение с газопроводом-отводом от МГ «Бухара-Урал», выданные АО «Интергаз Центральная Азия»;
- технические условия №АПФ-290 от 24 мая 2011г., выданные АО«КазТрансГаз Аймак».

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организации:

- санитарно-эпидемиологическое заключение по рабочему проекту №114 от 18.05.2011 г., выданное главным врачом ГСЭН Хромтауского района;
- заключение государственной экологической экспертизы №01-04-20-119 от 26.05.2011г., выданное Тобыл-Торгайским департаментом экологии;
- рабочий проект согласован с АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» №5088 от 22.04.2011 года;
- план газопровода высокого давления, согласованный с заинтересованными организациями.

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Никельтау Хромтауского района Актюбинской области»

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №332 от 07.06.2011г. на экспертизу рабочего проекта «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Никельтау Хромтауского района Актюбинской области»

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

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Актобе Проект-Групп», г. Актобе, государственная лицензия на ведение проектных работ 06 - ГСЛ № 001138 от 28 сентября 2009 г. выданная, ГУ «Управлением государственного архитектурно-строительного контроля Актюбинской области».

Приказ № 09 о назначении главного инженера проекта от 25.02.2011 года.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

- письмо № 03-10/1051 от 12.05.2011 года «Распределение финансовых средств по годам», выданное заказчиком;
- задание на проектирование, утвержденное Зам.акима Актюбинской области от 01.03.2011 года;
- письмо №04-15/1589 от 28.06.2011 года, выданное начальником ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Актюбинской области К.Бакберген, стоимость ПИР принять согласно итогов конкурса;
- письмо № 37 от 31.03.2011 года, выданное Акимом Тассайского сельского округа;
- ситуационный план жилого массива;
- согласование пересечения газопровода с газопроводом-отводами от МГ «Бухара-Урал» №482-4811-401 от 20 апреля 2011 года;
- заключение №19-07-04/437 от 18.04.2011 года на пересечение газопровода с автомобильной дорогой общего пользования международного значения «Самара-Шымкент» в районе с.Акжар;
- письмо № 112 от 14.04.2011 года, выданное Хромтауским районным отделом ЖКХ, ПТ и АД;
- технические условия №2-60/982 от 07.04.2011г. на пересечение с газопроводом-отводом от МГ «Бухара-Урал», выданные АО «Интергаз Центральная Азия»;
- технические условия №АПФ-290 от 24 мая 2011г., выданные АО«КазТрансГаз Аймак».

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организации:

- санитарно-эпидемиологическое заключение по рабочему проекту №114 от 18.05.2011 г., выданное главным врачом ГСЭН Хромтауского района;
- заключение государственной экологической экспертизы №01-04-20-119 от 26.05.2011г., выданное Тобыл-Торгайским департаментом экологии;
- рабочий проект согласован с АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» №5088 от 22.04.2011 года;
- план газопровода высокого давления, согласованный с заинтересованными организациями.

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу:

- технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ТОО «АктобеПроектГрупп» от 2011 г.;
- раздел охраны окружающей среды;
- пояснительная записка, Том I;
- основные рабочие чертежи;
- спецификация оборудования ;
- проект организации строительства;
- паспорт проекта;
- сметная документация.

5.4. Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Во исполнение программы развития газовой отрасли РК на 2004-2010 гг, утвержденной постановлением Правительства РК №669 от 18.07.2004г., Постановления областного акимата №405 от 22.12.2010г., улучшение социальных условий населения села Никельтау Хромтауского района, с перспективой газоснабжения близлежащих населенных пунктов Тассай и Степное – обеспечение природным газом.

6. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Участок строительства газопровода расположен в селе Никельтау Хромтауского района Актюбинской области. Климат резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков, засушливым летом.

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 42 ^{0}С,
- вес снегового покрова	- 100 кгс/м2,
- глубина промерзания грунтов	- 1,73 м.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

Местность представляет собой холмисто-увалистую равнину, пересеченную долинами рек и ручьев. Грунты в основном глинистые и супесчаные. Гидрография представлена большим количеством рек и ручьев. Многие реки летом пересыхают. Растительность степная, разнотравно-злаковая. Травянистый покров разреженный. В поймах рек растут кустарники. Древесная растительность представлена значительными площадочными посадками.

6.2. Проектные решения

6.2.1. Генеральный план

Внеплощадочные сети

Точка врезки проектируемого газопровода предусмотрена в существующий подземный газопровод высокого давления Рпроект-6 кгс/см2 Рраб-3 кгс/см2 d159 от ГРС п. Акжар. На врезке предусмотрено установить отключающее устройство- задвижку d150 и ИФС-10.

Газопровод высокого давления от точки врезки до ПГБ, установленного в с. Никельтау предусмотрен подземным способом из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 марки SDR11 диаметром 200мм с толщиной стенки 18,2мм L=16км и диаметром 160мм с толщиной стенки 14,6 мм L=11,225 км. средняя глубина заложения 1,2 м в

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу:

- технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ТОО «АктобеПроектГрупп» от 2011 г.;
- раздел охраны окружающей среды;
- пояснительная записка, Том I;
- основные рабочие чертежи;
- спецификация оборудования ;
- проект организации строительства;
- паспорт проекта;
- сметная документация.

5.4. Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Во исполнение программы развития газовой отрасли РК на 2004-2010 гг, утвержденной постановлением Правительства РК №669 от 18.07.2004г., Постановления областного акимата №405 от 22.12.2010г., улучшение социальных условий населения села Никельтау Хромтауского района, с перспективой газоснабжения близлежащих населенных пунктов Тассай и Степное – обеспечение природным газом.

6. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Участок строительства газопровода расположен в селе Никельтау Хромтауского района Актюбинской области. Климат резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков, засушливым летом.

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 42 ^{0}С,
- вес снегового покрова	- 100 кгс/м2,
- глубина промерзания грунтов	- 1,73 м.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

Местность представляет собой холмисто-увалистую равнину, пересеченную долинами рек и ручьев. Грунты в основном глинистые и супесчаные. Гидрография представлена большим количеством рек и ручьев. Многие реки летом пересыхают. Растительность степная, разнотравно-злаковая. Травянистый покров разреженный. В поймах рек растут кустарники. Древесная растительность представлена значительными площадочными посадками.

6.2. Проектные решения

6.2.1. Генеральный план

Внеплощадочные сети

Точка врезки проектируемого газопровода предусмотрена в существующий подземный газопровод высокого давления Рпроект-6 кгс/см2 Рраб-3 кгс/см2 d159 от ГРС п. Акжар. На врезке предусмотрено установить отключающее устройство- задвижку d150 и ИФС-10.

Газопровод высокого давления от точки врезки до ПГБ, установленного в с. Никельтау предусмотрен подземным способом из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 марки SDR11 диаметром 200мм с толщиной стенки 18,2мм L=16км и диаметром 160мм с толщиной стенки 14,6 мм L=11,225 км. средняя глубина заложения 1,2 м в

зависимости от профиля земли и на переходах через искусственные и естественные преграды. В качестве запорной арматуры предусмотрены задвижки типа 30с41нж. Вся запорная арматура устанавливается надземно в ограждении. При входе и выходе газопровода из земли газопровод предусмотрено заключить в стальной футляр. Укладка газопровода осуществляется на песчаное основание толщиной не менее 10см и присыпается слоем песка на высоту не менее 20см. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода предусмотрена укладка параллельно трубе алюминиевого провода по ГОСТ 6323-79 сечение 2,5мм^2. В целях предотвращения механического повреждения полиэтиленового газопровода предусмотрена укладка полиэтиленовой ленты желтого цвета по ГОСТ 10354-82 выше трубы на 20-25см (на подсыпку). Опознавательные столбики устанавливаются на поворотах газопровода и через каждые 500,0м.

Пересечение газопровода высокого давления с Республиканской дорогой «Самара – Шымкент» от точки А до точки Б.

Данный переход разработан на основании письма выданного ГУ "Актюбинской областной департамент КАД МТК РК" №19-07-04/374 от 01.04.2011г.

Проектом предусмотрен переход газопровода через автодорогу общего пользования "Самара-Шымкент" в районе п.Акжар на участке от точки А до точки Б с привязкой к дорожному знаку №5.28 "Километровый знак". Диаметр полиэтиленового газопровода высокого давления Р-6кгс/см^2 Д200х18,2. Газопровод на переходе через автодорогу предусмотрен из полиэтиленовых труб SDR11 ПНД 200 Т ГАЗ с коэффициентом запаса прочности 2,8. Переход предусмотрен методом прокола. Прокладку газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой предусмотрено выполнить в полиэтиленовом футляре Ø280х25,4. На конце футляра, по ходу газа, предусмотрено установить контрольную трубку Ø57х3,5, выходящую под защитное устройство.

Согласно норм п.5.5.3 МСН 4.03-01-2003 концы футляра вывести на расстояние не менее 3,0м от края водоочистного сооружения. Концы футляра должны быть уплотнены. Промежутки между стенками футляра и рабочей трубой заделываются смоляным канатом. Работы по устройству перехода должны производиться в строгом соответствии с "Правилами промышленной безопасности систем распределения потребления природных газов" МСН 4.03-01-2003г, МСП 4.03-103-2005, ТР «Требования к безопасности систем газоснабжения».

Переход газопровода высокого давления через магистральный газопровод (1 нитка) от точки В до точки Г.

Переход выполнен согласно технических условий выданных "Интергаз Центральная Азия" №2-60-982 от 7.04.2011г. Переход газопровода высокого давления Р-6кгс/см^2 через газопровод-отвод магистрального газопровод Бухара-Урал Ø530х8 Р-5,5МПа на ПК830 (83км) предусмотрен из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 Ø200х18,2 SDR11. При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними принято 1,0мм.

На месте пересечения предусмотрена прокладка полиэтиленового газопровода Ø200х18,2 в стальном футляре Ø325х8,0. Концы футляра выведены на 2,5м от оси магистрального газопровода. Земляные работы в полосе прокладки кабеля связи производить вручную.

В местах пересечения необходимо установить опознавательные знаки. При засыпке траншеи поверх полиэтиленовой трубы прокладывается сигнальная лента с шириной не менее 300мм толщиной не менее 0,5мм. На всем протяжении перехода предусмотрено применять длинномерные трубы.

Стальной футляр Ø325х8,0 защищается с помощью протектора. Проводник, соединяющий протектор с газопроводом выполнить проводом ПСРП-16, ПСРП-25 и проложить на глубине 0,8м и покрыть кирпичом. Строительство и монтаж газопровода вести согласно "Правил промышленной безопасности систем распределения и

зависимости от профиля земли и на переходах через искусственные и естественные преграды. В качестве запорной арматуры предусмотрены задвижки типа 30с41нж. Вся запорная арматура устанавливается надземно в ограждении. При входе и выходе газопровода из земли газопровод предусмотрено заключить в стальной футляр. Укладка газопровода осуществляется на песчаное основание толщиной не менее 10см и присыпается слоем песка на высоту не менее 20см. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода предусмотрена укладка параллельно трубе алюминиевого провода по ГОСТ 6323-79 сечение 2,5мм^2. В целях предотвращения механического повреждения полиэтиленового газопровода предусмотрена укладка полиэтиленовой ленты желтого цвета по ГОСТ 10354-82 выше трубы на 20-25см (на подсыпку). Опознавательные столбики устанавливаются на поворотах газопровода и через каждые 500,0м.

Пересечение газопровода высокого давления с Республиканской дорогой «Самара – Шымкент» от точки А до точки Б.

Данный переход разработан на основании письма выданного ГУ "Актюбинской областной департамент КАД МТК РК" №19-07-04/374 от 01.04.2011г.

Проектом предусмотрен переход газопровода через автодорогу общего пользования "Самара-Шымкент" в районе п.Акжар на участке от точки А до точки Б с привязкой к дорожному знаку №5.28 "Километровый знак". Диаметр полиэтиленового газопровода высокого давления Р-6кгс/см^2 Д200х18,2. Газопровод на переходе через автодорогу предусмотрен из полиэтиленовых труб SDR11 ПНД 200 Т ГАЗ с коэффициентом запаса прочности 2,8. Переход предусмотрен методом прокола. Прокладку газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой предусмотрено выполнить в полиэтиленовом футляре Ø280х25,4. На конце футляра, по ходу газа, предусмотрено установить контрольную трубку Ø57х3,5, выходящую под защитное устройство.

Согласно норм п.5.5.3 МСН 4.03-01-2003 концы футляра вывести на расстояние не менее 3,0м от края водоочистного сооружения. Концы футляра должны быть уплотнены. Промежутки между стенками футляра и рабочей трубой заделываются смоляным канатом. Работы по устройству перехода должны производиться в строгом соответствии с "Правилами промышленной безопасности систем распределения потребления природных газов" МСН 4.03-01-2003г, МСП 4.03-103-2005, ТР «Требования к безопасности систем газоснабжения».

Переход газопровода высокого давления через магистральный газопровод (1 нитка) от точки В до точки Г.

Переход выполнен согласно технических условий выданных "Интергаз Центральная Азия" №2-60-982 от 7.04.2011г. Переход газопровода высокого давления Р-6кгс/см^2 через газопровод-отвод магистрального газопровод Бухара-Урал Ø530х8 Р-5,5МПа на ПК830 (83км) предусмотрен из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 Ø200х18,2 SDR11. При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними принято 1,0мм.

На месте пересечения предусмотрена прокладка полиэтиленового газопровода Ø200х18,2 в стальном футляре Ø325х8,0. Концы футляра выведены на 2,5м от оси магистрального газопровода. Земляные работы в полосе прокладки кабеля связи производить вручную.

В местах пересечения необходимо установить опознавательные знаки. При засыпке траншеи поверх полиэтиленовой трубы прокладывается сигнальная лента с шириной не менее 300мм толщиной не менее 0,5мм. На всем протяжении перехода предусмотрено применять длинномерные трубы.

Стальной футляр Ø325х8,0 защищается с помощью протектора. Проводник, соединяющий протектор с газопроводом выполнить проводом ПСРП-16, ПСРП-25 и проложить на глубине 0,8м и покрыть кирпичом. Строительство и монтаж газопровода вести согласно "Правил промышленной безопасности систем распределения и

потребления природных газов", и МСН 4.03-01-2003, МСП 4,03-103-2005, СНиП 2,05,06-85*, СНиП II-89-80 ТР «Требования к безопасности систем газоснабжения».

Переход газопровода высокого давления через магистральный газопровод (2 нитка) от точки Д до точки Е.

Переход выполнен согласно технических условий выданных "Интергаз Центральная Азия" №2-60-3444 от 11.11.2010г. Переход газопровода высокого давления Р-4кгс/см^2 через ммагистральный газопровод Бухара-Урал Ø530х8 Р-5,5МПа на ПК830 (83км) запроектирован из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 Ø200х18,2 SDR11. При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними принято 1,0 мм.

На месте пересечения предусмотрена прокладка полиэтиленового газопровода Ø200х18,2 в стальном футляре Ø325х8,0. Концы футляра выведены на 2,5м от оси магистрального газопровода. Земляные работы в полосе прокладки кабеля связи производить вручную. В местах пересечения предусмотрены опознавательные знаки. При засыпке траншеи поверх полиэтиленовой трубы прокладывается сигнальная лента с шириной не менее 200мм. На всем протяжении перехода применятся длинномерные трубы. Электрохимзащита стального футляра Ø325х8,0 с помощью протектора.

Переход газопровода высокого давления через автодорогу от точки Ж до точки З.

Данный переход разработан на основании технических условий выданных Хромтауским районным отделом жилищно-коммунального хозяйства пассажирского транспорта и автомобильных дорог №112 от 14.04.2011г. Проектом предусмотрен переход газопровода через автодорогу на участке от точки Ж до точки З. Диаметр полиэтиленового газопровода высокого давления Р-6кгс/см^2 Д200х18,2мм. Газопровод на переходе через автодорогу предусмотрен из полиэтиленовых труб SDR-11 ПНД 200 Т ГАЗ с коэффициентом запаса прочности 2,8. Переход предусмотрен открытым способом. Согласно норм МСН 4.30-01-2003 глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ открытым способом 1,5м от подошвы насыпи. Прокладка газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой предусмотрена в полиэтиленовом футляре Ø280х25,4. На конце футляра, по ходу газа, устанавливается контрольнуая трубка, выходящая под защитное устройство.

Переход газопровода высокого давления через речкуот точки И до точки К.

Газопровод высокого давления пересекает реку. Пересечение газопровода с рекой предусмотрено дюкерным способом из полиэтиленовых труб ПЭ 160х14.6SDR11 ТУ 6-19-352-87. Глубина заложения газопровода на переходах принимается с учетом возможного размыва дна реки. На всем протяжении переходов применить длинномерные трубы. Разработку дюкерного перехода необходимо осуществлять в период летней – осенней межени. Для предохранения изоляции газопровода от повреждений при протаскивании его по дну реки, поверх изоляции предусматривается защитная футеровка из деревянных реек. При разработке подводной траншеи предусмотреть крепление траншеи деревянными щитами. На выходе установить конденсатосборник. На обоих берегах водных преград предусмотрены береговые указательные знаки. В целях предотвращения механического повреждения полиэтиленового газопровода предусмотрена укладка полиэтиленовой ленты желтого цвета по ГОСТ 10354-82 выше трубы на 20-25см (на подсыпку). Предусматривается хранение аварийного запаса полиэтиленовых труб в количестве 0,03% от длины газопровода на территории строительной базы. Концы труб закрыть инвентарными деревянными заглушками, траншею с трубами засыпать песком.

Строительство и монтаж газопровода вести согласно ТР «Требования к безопасности систем газоснабжения», «Правил промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов», МСН 4.03-01-2003, МСП 4.03-103-2005, действующими ГОСТами, ведомственными инструкциями, техническими указаниями и другими нормативными документами на строительно-монтажные работы.

потребления природных газов", и МСН 4.03-01-2003, МСП 4,03-103-2005, СНиП 2,05,06-85*, СНиП II-89-80 ТР «Требования к безопасности систем газоснабжения».

Переход газопровода высокого давления через магистральный газопровод (2 нитка) от точки Д до точки Е.

Переход выполнен согласно технических условий выданных "Интергаз Центральная Азия" №2-60-3444 от 11.11.2010г. Переход газопровода высокого давления Р-4кгс/см^2 через ммагистральный газопровод Бухара-Урал Ø530х8 Р-5,5МПа на ПК830 (83км) запроектирован из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 Ø200х18,2 SDR11. При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними принято 1,0 мм.

На месте пересечения предусмотрена прокладка полиэтиленового газопровода Ø200х18,2 в стальном футляре Ø325х8,0. Концы футляра выведены на 2,5м от оси магистрального газопровода. Земляные работы в полосе прокладки кабеля связи производить вручную. В местах пересечения предусмотрены опознавательные знаки. При засыпке траншеи поверх полиэтиленовой трубы прокладывается сигнальная лента с шириной не менее 200мм. На всем протяжении перехода применятся длинномерные трубы. Электрохимзащита стального футляра Ø325х8,0 с помощью протектора.

Переход газопровода высокого давления через автодорогу от точки Ж до точки З.

Данный переход разработан на основании технических условий выданных Хромтауским районным отделом жилищно-коммунального хозяйства пассажирского транспорта и автомобильных дорог №112 от 14.04.2011г. Проектом предусмотрен переход газопровода через автодорогу на участке от точки Ж до точки З. Диаметр полиэтиленового газопровода высокого давления Р-6кгс/см^2 Д200х18,2мм. Газопровод на переходе через автодорогу предусмотрен из полиэтиленовых труб SDR-11 ПНД 200 Т ГАЗ с коэффициентом запаса прочности 2,8. Переход предусмотрен открытым способом. Согласно норм МСН 4.30-01-2003 глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ открытым способом 1,5м от подошвы насыпи. Прокладка газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой предусмотрена в полиэтиленовом футляре Ø280х25,4. На конце футляра, по ходу газа, устанавливается контрольнуая трубка, выходящая под защитное устройство.

Переход газопровода высокого давления через речкуот точки И до точки К.

Газопровод высокого давления пересекает реку. Пересечение газопровода с рекой предусмотрено дюкерным способом из полиэтиленовых труб ПЭ 160х14.6SDR11 ТУ 6-19-352-87. Глубина заложения газопровода на переходах принимается с учетом возможного размыва дна реки. На всем протяжении переходов применить длинномерные трубы. Разработку дюкерного перехода необходимо осуществлять в период летней – осенней межени. Для предохранения изоляции газопровода от повреждений при протаскивании его по дну реки, поверх изоляции предусматривается защитная футеровка из деревянных реек. При разработке подводной траншеи предусмотреть крепление траншеи деревянными щитами. На выходе установить конденсатосборник. На обоих берегах водных преград предусмотрены береговые указательные знаки. В целях предотвращения механического повреждения полиэтиленового газопровода предусмотрена укладка полиэтиленовой ленты желтого цвета по ГОСТ 10354-82 выше трубы на 20-25см (на подсыпку). Предусматривается хранение аварийного запаса полиэтиленовых труб в количестве 0,03% от длины газопровода на территории строительной базы. Концы труб закрыть инвентарными деревянными заглушками, траншею с трубами засыпать песком.

Строительство и монтаж газопровода вести согласно ТР «Требования к безопасности систем газоснабжения», «Правил промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов», МСН 4.03-01-2003, МСП 4.03-103-2005, действующими ГОСТами, ведомственными инструкциями, техническими указаниями и другими нормативными документами на строительно-монтажные работы.

Переход газопровода высокого давления через дорогу от точки Л до точки М.

Данный переход разработан на основании технических условий выданных Хромтауским районным отделом жилищно-коммунального хозяйства пассажирского транспорта и автомобильных дорог №112 от 14.04.2011г. Предусмотрен переход газопровода через автодорогу на участке от точки Л до точки М. Диаметр полиэтиленового газопровода высокого давления Р-6кгс/см^2 Д160х14,6мм. Газопровод на переходе через автодорогу из полиэтиленовых труб SDR-11 ПНД 160 Т ГАЗ с коэффициентом запаса прочности 2,8. Переход выполнить открытым способом. Согласно норм МСН 4.30-01-2003 глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ открытым способом 1,5м от подошвы насыпи. Прокладка газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой предусмотрена в полиэтиленовом футляре Ø225х20,5. На конце футляра, по ходу газа, устанавливается контрольнуая трубка, выходящая под защитное устройство.

Переход газопровода высокого давления через дорогу от точки Н до точки О.

Данный переход разработан на основании технических условий выданных Хромтауским районным отделом жилищно-коммунального хозяйства пассажирского транспорта и автомобильных дорог №112 от 14.04.2011г. Проектом предусмотрен переход газопровода через автодорогу на участке от точки Н до точки О. Диаметр полиэтиленового газопровода высокого давления Р-6кгс/см^2 Д160х14,6мм. Газопровод на переходе через автодорогу запроектирован из полиэтиленовых труб SDR-11 ПНД 160 Т ГАЗ с коэффициентом запаса прочности 2,8. Переход выполнить открытым способом. Согласно норм МСН 4.30-01-2003 глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ открытым способом 1,5м от подошвы насыпи. Прокладка газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой предусмотрена в полиэтиленовом футляре Ø225х20,5. На конце футляра, по ходу газа, устанавливается контрольнуая трубка, выходящая под защитное устройство.

Внутриквартальные сети.

Трасса газопровода среднего давления проходит по улицам с. Никельтау для газоснабжения котельной, филиала локомотивного сервисного центра и АБК «Локомотив». Проектируемый газопровод среднего давления, выходящий из ПГБ предусмотрено выполнить подземным способом из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 диаметром 90мм с толщиной стенки 5,4мм, диаметром 63мм с толщиной стенки 5,8мм на глубине 1,5-1,2м в зависимости от профиля земли. В качестве запорной арматуры приняты задвижки тип 30с41нж и шаровые краны. Протяженность газопровода диаметром 90мм с толщиной стенки 5,4мм –889,0м, диаметром 63мм с толщиной стенки 5,8мм – 946,0м. На выходе из ПГБ на газопроводе предусмотрена установка задвижки D80мм в надземном исполнении в ограждении ПГБ. Для понижения давления со среднего до низкого и поддержания его на заданном уровне проектом предусматривается установка шкафных газорегуляторных пунктов ГРПШ-10МС и ШГРП-400. На выходе из земли перед ГРПШ-10МС и ШГРП-400 запорная арматура (шаровые краны КШ-50) устанавливаются в надземном исполнении. При выходе из земли полиэтиленовый газопровод предусмотрено заключить футляр. Стальные участки неразъемного соединения предусматривается покрыть изоляцией «весьма усиленного» типа на основе полимерных лент. Укладка газопровода и соединений должна осуществляться на песчаное основание толщиной не менее 10см и присыпаться слоем песка на высоту не менее 20см. Обозначение трассы газопровода предусматривают: путем прокладки вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3м) газопровода изолированного алюминиевого провода по ГОСТ 6323-79, сечением 4мм^2 с выходом концов его на поверхность под ковер вблизи опознавательного знака. В целях предотвращения механического повреждения газопровода, необходимо предусмотреть

Переход газопровода высокого давления через дорогу от точки Л до точки М.

Данный переход разработан на основании технических условий выданных Хромтауским районным отделом жилищно-коммунального хозяйства пассажирского транспорта и автомобильных дорог №112 от 14.04.2011г. Предусмотрен переход газопровода через автодорогу на участке от точки Л до точки М. Диаметр полиэтиленового газопровода высокого давления Р-6кгс/см^2 Д160х14,6мм. Газопровод на переходе через автодорогу из полиэтиленовых труб SDR-11 ПНД 160 Т ГАЗ с коэффициентом запаса прочности 2,8. Переход выполнить открытым способом. Согласно норм МСН 4.30-01-2003 глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ открытым способом 1,5м от подошвы насыпи. Прокладка газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой предусмотрена в полиэтиленовом футляре Ø225х20,5. На конце футляра, по ходу газа, устанавливается контрольнуая трубка, выходящая под защитное устройство.

Переход газопровода высокого давления через дорогу от точки Н до точки О.

Данный переход разработан на основании технических условий выданных Хромтауским районным отделом жилищно-коммунального хозяйства пассажирского транспорта и автомобильных дорог №112 от 14.04.2011г. Проектом предусмотрен переход газопровода через автодорогу на участке от точки Н до точки О. Диаметр полиэтиленового газопровода высокого давления Р-6кгс/см^2 Д160х14,6мм. Газопровод на переходе через автодорогу запроектирован из полиэтиленовых труб SDR-11 ПНД 160 Т ГАЗ с коэффициентом запаса прочности 2,8. Переход выполнить открытым способом. Согласно норм МСН 4.30-01-2003 глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ открытым способом 1,5м от подошвы насыпи. Прокладка газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой предусмотрена в полиэтиленовом футляре Ø225х20,5. На конце футляра, по ходу газа, устанавливается контрольнуая трубка, выходящая под защитное устройство.

Внутриквартальные сети.

Трасса газопровода среднего давления проходит по улицам с. Никельтау для газоснабжения котельной, филиала локомотивного сервисного центра и АБК «Локомотив». Проектируемый газопровод среднего давления, выходящий из ПГБ предусмотрено выполнить подземным способом из полиэтиленовых труб по ТУ 6-19-352-87 диаметром 90мм с толщиной стенки 5,4мм, диаметром 63мм с толщиной стенки 5,8мм на глубине 1,5-1,2м в зависимости от профиля земли. В качестве запорной арматуры приняты задвижки тип 30с41нж и шаровые краны. Протяженность газопровода диаметром 90мм с толщиной стенки 5,4мм –889,0м, диаметром 63мм с толщиной стенки 5,8мм – 946,0м. На выходе из ПГБ на газопроводе предусмотрена установка задвижки D80мм в надземном исполнении в ограждении ПГБ. Для понижения давления со среднего до низкого и поддержания его на заданном уровне проектом предусматривается установка шкафных газорегуляторных пунктов ГРПШ-10МС и ШГРП-400. На выходе из земли перед ГРПШ-10МС и ШГРП-400 запорная арматура (шаровые краны КШ-50) устанавливаются в надземном исполнении. При выходе из земли полиэтиленовый газопровод предусмотрено заключить футляр. Стальные участки неразъемного соединения предусматривается покрыть изоляцией «весьма усиленного» типа на основе полимерных лент. Укладка газопровода и соединений должна осуществляться на песчаное основание толщиной не менее 10см и присыпаться слоем песка на высоту не менее 20см. Обозначение трассы газопровода предусматривают: путем прокладки вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3м) газопровода изолированного алюминиевого провода по ГОСТ 6323-79, сечением 4мм^2 с выходом концов его на поверхность под ковер вблизи опознавательного знака. В целях предотвращения механического повреждения газопровода, необходимо предусмотреть

укладку полиэтиленовой ленты желтого цвета по ГОСТ 10354-82 на расстоянии 0,2м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

Газопровод низкого давления от ПГБ до потребителей предусмотрен подземным и надземным (по опорам) способом из полиэтиленовых труб диаметром 250мм с толщиной стенки 14,8мм, диаметром 225мм с толщиной стенки 13,4мм, диаметром 200мм с толщиной стенки 11.9мм, диаметром 110мм с толщиной стенки 6,6мм, диаметром 63мм с толщиной стенки 3,8мм, диаметром 32мм с толщиной стенки 2,3мм. Надземный газопровод предусмотрен из стальных труб диаметром 57мм с толщиной стенки 3мм, диаметром 25мм с толщиной стенки 2,8мм. В качестве запорной арматуры приняты задвижки тип 30с41нж и шаровые краны. Запорная арматура на выходе из ПГБ устанавливается надземно в ограждении ПГБ. На ответвлениях к группам жилых домов предусматривается установка задвижек, запорная арматура устанавливается надземно в сетчатом ограждении размером 3,0х3,0м. При выходе из земли полиэтиленовый газопровод заключить футляр. Стальные участки неразъемного соединения должны быть покрыты изоляцией «весьма усиленного» типа. Обозначение трассы газопровода предусматривают: 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 вблизи опознавательного знака. В целях предотвращения механического повреждения газопровода, необходимо предусмотреть укладку полиэтиленовой ленты желтого цвета по ГОСТ 10354-82 на расстоянии 0,2м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода. Для обозначения трассы газопровода необходимо предусмотреть контрольные пункты с выводом провода –спутника над поверхностью земли под защитное устройство. При прокладке надземного газопровода по опорам высоту опор принимаем Н=2,2м. Опоры запроектированы из труб стальных по ГОСТ 8732-78 диаметром 57мм с толщиной стенки 3,0мм. Весь надземный газопровод необходимо защищать от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из 2-х слоев грунтовки и 2-х слоев лака, краски или эмали.

6.2.2. Технологические решения

Газорегуляторный пункт блочный ПГБ-13НВ-2У-1.

В селе Никельтау для понижения давления с высокого до среднего и низкого и поддержания его на заданном уровне предусмотрен пункт газорегуляторный блочный ПГБ-13НВ-2У-1 с двумя линиями редуцирования в ограждении 15мх9м, который поставляется ООО «СарГазЭкспорт». Давление на входе 0,5МПа. Давление на выходе предусмотрено: среднее - Р=0,3МПа, и низкое – Р=0,003Мпа. Узлы редуцирования одноступенчатые на низкое и среднее - однониточные.

Давление газа на входе - 5,0 кгс/см^2
Давление газа на выходе - 3,0 кгс/см^2 среднего
- 0,03 кгс/см^2 низкого
Пределы срабатывания предохранительного клапана ПСК 50Н/20 - 0,0375 кгс/см^2

Основным элементом газового оборудования ПГБ является два блока редуцирования, состоящий из последовательно соединенных между собой при помощи катушек входной задвижки, регулятора давления РДГ-50Н/45 для низкого давления, РДСК-50ВМ - для среднего давления, выходной задвижки и предохранительного клапана ПСК-50Н/20. Блочный газорегуляторный пункт оснащен системой отопления с естественной циркуляцией от автоматического газового водонагревателя АОГВ-11,6. Удаление воздуха осуществляется через расширительный бак. Наполнение системы отопления предусматривается вручную привозной водой из запасной емкости.

Узел учета газа

Согласно исходных данных и технических характеристик проектом предусмотрена в ПГБ-13НВ-2У-1 установка ротационного газового счетчика «DELTA» G 250с

укладку полиэтиленовой ленты желтого цвета по ГОСТ 10354-82 на расстоянии 0,2м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

Газопровод низкого давления от ПГБ до потребителей предусмотрен подземным и надземным (по опорам) способом из полиэтиленовых труб диаметром 250мм с толщиной стенки 14,8мм, диаметром 225мм с толщиной стенки 13,4мм, диаметром 200мм с толщиной стенки 11.9мм, диаметром 110мм с толщиной стенки 6,6мм, диаметром 63мм с толщиной стенки 3,8мм, диаметром 32мм с толщиной стенки 2,3мм. Надземный газопровод предусмотрен из стальных труб диаметром 57мм с толщиной стенки 3мм, диаметром 25мм с толщиной стенки 2,8мм. В качестве запорной арматуры приняты задвижки тип 30с41нж и шаровые краны. Запорная арматура на выходе из ПГБ устанавливается надземно в ограждении ПГБ. На ответвлениях к группам жилых домов предусматривается установка задвижек, запорная арматура устанавливается надземно в сетчатом ограждении размером 3,0х3,0м. При выходе из земли полиэтиленовый газопровод заключить футляр. Стальные участки неразъемного соединения должны быть покрыты изоляцией «весьма усиленного» типа. Обозначение трассы газопровода предусматривают: 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 вблизи опознавательного знака. В целях предотвращения механического повреждения газопровода, необходимо предусмотреть укладку полиэтиленовой ленты желтого цвета по ГОСТ 10354-82 на расстоянии 0,2м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода. Для обозначения трассы газопровода необходимо предусмотреть контрольные пункты с выводом провода –спутника над поверхностью земли под защитное устройство. При прокладке надземного газопровода по опорам высоту опор принимаем Н=2,2м. Опоры запроектированы из труб стальных по ГОСТ 8732-78 диаметром 57мм с толщиной стенки 3,0мм. Весь надземный газопровод необходимо защищать от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из 2-х слоев грунтовки и 2-х слоев лака, краски или эмали.

6.2.2. Технологические решения

Газорегуляторный пункт блочный ПГБ-13НВ-2У-1.

В селе Никельтау для понижения давления с высокого до среднего и низкого и поддержания его на заданном уровне предусмотрен пункт газорегуляторный блочный ПГБ-13НВ-2У-1 с двумя линиями редуцирования в ограждении 15мх9м, который поставляется ООО «СарГазЭкспорт». Давление на входе 0,5МПа. Давление на выходе предусмотрено: среднее - Р=0,3МПа, и низкое – Р=0,003Мпа. Узлы редуцирования одноступенчатые на низкое и среднее - однониточные.

Давление газа на входе - 5,0 кгс/см^2
Давление газа на выходе - 3,0 кгс/см^2 среднего
- 0,03 кгс/см^2 низкого
Пределы срабатывания предохранительного клапана ПСК 50Н/20 - 0,0375 кгс/см^2

Основным элементом газового оборудования ПГБ является два блока редуцирования, состоящий из последовательно соединенных между собой при помощи катушек входной задвижки, регулятора давления РДГ-50Н/45 для низкого давления, РДСК-50ВМ - для среднего давления, выходной задвижки и предохранительного клапана ПСК-50Н/20. Блочный газорегуляторный пункт оснащен системой отопления с естественной циркуляцией от автоматического газового водонагревателя АОГВ-11,6. Удаление воздуха осуществляется через расширительный бак. Наполнение системы отопления предусматривается вручную привозной водой из запасной емкости.

Узел учета газа

Согласно исходных данных и технических характеристик проектом предусмотрена в ПГБ-13НВ-2У-1 установка ротационного газового счетчика «DELTA» G 250с

корректором Sevc-d (справа-налево 1:160) с максимальным измеряемым расходом 400 $м^3$/чс диапазоном измерения $Q_{max}\backslash Q_{min}$ =1:160.

Основные технические показатели:

- Общая протяженность газопровода - 38 293,8 м,
в т.ч: газопровод высокого давления - 26 952,3 м.,
газопровод среднего давления - 1 847,5 м.
газопровод низкого давления - 9 494,0 м,
- Установка задвижек Д200 мм - 4 шт
Д150 мм - 3 шт.
Д100 мм - 4 шт.
Д 80 мм - 2 шт.
Д 50 мм - 1 шт.
Кранов Д 50 мм - 103 шт.
Д 25 мм - 23 шт.

Гидравлический расчет газопровода :

Таблица 1

№	Наименование	Ед.из м	Газопровод высок. давл., SDR11	Газопровод средн. давл SDR17	Газопровод низкого давл., SDR17
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1	Количество домов	ед.	126 + 180 + 60 с.Никельтау с.Тассай с.Степное		
2	Соц. и произв. объекты	ед.	17 + 2 + 0		
3	Тип и количество газифицируемых агрегатов	шт	520 + 360 + 120 (ПГ-4, АОГВ-29)		
4	Тип и количество ГРП	шт	3 (ГРПШ-10МС, ШГРП-400)		
5	Расход газа годовой	тыс.$м^3$/год	10 590,93		
6	Расход газа часовой	$м^3$/час	3 017,25		
7	Длина газопровода	м	**Всего-** Д200х18,2=15 883 Д160х14,6=11 054 **Всего-** Д108х4,0=5,0	**Всего-** Д63х3,8=946,0 Д90х5,4=889,0 Д57х3,0=7,5	**Всего-** Д250х14,8=246 Д225х13,4=125 Д200х11,9=1132 Д110х6,6=1311 Д90х5,4=1137 Д63х3,8=4046 Д32х2,3=1129 **Сталь –м** Д25х2,8=282 Д57х3,0=63 Д89х4,0=3,0 Д108х4,0=9,0 Д219х5,0=6,0
8	Футляры	м	Д219х6,0=0,8м Д325х8,0=0,8	Д159х4,0= 2,4м Д110х6,3=32,0 Д140х8,3=24,0	Д63х3,8=60м Д110х6,3=108,0 Д140х8,3=36,0 Д160х9,5= 35,0 Д280х16,6=28,0 Д159х4,0=20,0 Д57х3,0=81,0
9	Переходы через автодорогу		4		
10	Переходы через реку		1		
11	Переход через магистральный газопровод		2		

корректором Sevc-d (справа-налево 1:160) с максимальным измеряемым расходом 400 $м^3$/чс диапазоном измерения $Q_{max}\backslash Q_{min}$ =1:160.

Основные технические показатели:

- Общая протяженность газопровода - 38 293,8 м,
в т.ч: газопровод высокого давления - 26 952,3 м.,
газопровод среднего давления - 1 847,5 м.
газопровод низкого давления - 9 494,0 м,
- Установка задвижек Д200 мм - 4 шт
Д150 мм - 3 шт.
Д100 мм - 4 шт.
Д 80 мм - 2 шт.
Д 50 мм - 1 шт.
Кранов Д 50 мм - 103 шт.
Д 25 мм - 23 шт.

Гидравлический расчет газопровода :

Таблица 1

№	Наименование	Ед.из м	Газопровод высок. давл., SDR11	Газопровод средн. давл SDR17	Газопровод низкого давл., SDR17
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1	Количество домов	ед.	126 + 180 + 60 с.Никельтау с.Тассай с.Степное		
2	Соц. и произв. объекты	ед.	17 + 2 + 0		
3	Тип и количество газифицируемых агрегатов	шт	520 + 360 + 120 (ПГ-4, АОГВ-29)		
4	Тип и количество ГРП	шт	3 (ГРПШ-10МС, ШГРП-400)		
5	Расход газа годовой	тыс.$м^3$/год	10 590,93		
6	Расход газа часовой	$м^3$/час	3 017,25		
7	Длина газопровода	м	**Всего-** Д200х18,2=15 883 Д160х14,6=11 054 **Всего-** Д108х4,0=5,0	**Всего-** Д63х3,8=946,0 Д90х5,4=889,0 Д57х3,0=7,5	**Всего-** Д250х14,8=246 Д225х13,4=125 Д200х11,9=1132 Д110х6,6=1311 Д90х5,4=1137 Д63х3,8=4046 Д32х2,3=1129 **Сталь –м** Д25х2,8=282 Д57х3,0=63 Д89х4,0=3,0 Д108х4,0=9,0 Д219х5,0=6,0
8	Футляры	м	Д219х6,0=0,8м Д325х8,0=0,8	Д159х4,0= 2,4м Д110х6,3=32,0 Д140х8,3=24,0	Д63х3,8=60м Д110х6,3=108,0 Д140х8,3=36,0 Д160х9,5= 35,0 Д280х16,6=28,0 Д159х4,0=20,0 Д57х3,0=81,0
9	Переходы через автодорогу		4		
10	Переходы через реку		1		
11	Переход через магистральный газопровод		2		

12	Абсолютное давление газа вначале газопровода	кгс/см^2	6,0	3,0	0,03
13	Конечное давление газа на дальнем участке	кгс/см^2	3,0	0,03	0,02

Контроль качества сварных стыков согласно МСН 4.03-01-2003 табл. 15 составляет для среднего давления полиэтиленового газопровода со средней степенью автоматизации – 25%. Контроль качества сварных стыков стального подземного газопровода низкого давления согласно МСН 4.03-01-2003г. по табл. 14 составляет -10%. Контроль качества сварных стыков стального надземного газопровода низкого давления согласно МСН 4.03-01-2003г. по табл. 14 составляет -5%. Контроль качества сварных стыков полиэтиленового газопровода низкого давления со средней степенью автоматизации согласно МСН 4.03-01-2003г. по табл.15 составляет - 6%.

После монтажа газопровода предусматривается **очистка полости** внутри продувкой и **испытание на герметичность** под испытательным давлением в течении времени согласно МСН 4.03-01-2003. Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопровода должна быть очищена в соответствии с проектом производства работ. Очистку полости внутренних газопроводов следует производить перед их монтажом продувкой воздуха. 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.

6.2.3. Инженерное обеспечение, сети и системы

Электроснабжение.

Электроснабжение проектируемого ПГБ производится согласно задания на проектирования выданного заказчиком. Проектирование ВЛ-0,4 кВ для электроснабжения ПГБ производится с ближайшей опоры ВЛ-0,4кВ ведомственных сетей. Для подключения электроосвещения проектируемого ПГБ предусмотрен монтаж железобетонных опор по типовому проекту серии 3.407.1-136 выпуск 1, подвеску провода выполнить маркой АС-35. Крепление проводов ВЛ-0,4 кВ на опоре принять на штыревых изоляторах НС18А. Ввод в здание проектируемого ПГБ выполняется кабелем марки ВВГз-2х4мм^2 проложенным от концевой опоры в траншее.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами, которая монтируется на торцевых стенах ПГБ (в комплекте от поставщика). Наружное заземляющее устройство смонтировать из стального горячекатаного круга d=16мм длиной 3м, соединенного между собой стальной полосой 40х4 сваркой. Для защиты от электрической индукции и статистического электричества внутри ПГБ прокладывается контур заземления из полосовой стали (укомплектован поставщиком) , который присоединяется к наружному контуру заземления. Внутренний контур заземления крепится к стене на высоте 0,5м от уровня пола держателями шин К-188м. Все металлические нетоковедущие части ПГБ присоединяются к внутреннему контуру заземления стержневой арматурой В6 сваркой.

6.2.4. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению ЧС и по взрыво- и пожаробезопасности.

К производству работ подготовительного и основного периодов строительства должны допускаться люди, прошедшие обучение, инструктаж и проверку знаний по технике безопасности. Особое внимание при строительстве должно быть обращено на надзор за выполнением скрытых работ, выполнение которых не может быть проверено после их окончания, например; планировка траншей, изоляция трубопроводов и т. д.

Обеспечение здоровых и безопасных условий труда персонала, предупреждение аварийных ситуации и защита работающих и населения при их возникновении, обеспече-

12	Абсолютное давление газа вначале газопровода	кгс/см^2	6,0	3,0	0,03
13	Конечное давление газа на дальнем участке	кгс/см^2	3,0	0,03	0,02

Контроль качества сварных стыков согласно МСН 4.03-01-2003 табл. 15 составляет для среднего давления полиэтиленового газопровода со средней степенью автоматизации – 25%. Контроль качества сварных стыков стального подземного газопровода низкого давления согласно МСН 4.03-01-2003г. по табл. 14 составляет -10%. Контроль качества сварных стыков стального надземного газопровода низкого давления согласно МСН 4.03-01-2003г. по табл. 14 составляет -5%. Контроль качества сварных стыков полиэтиленового газопровода низкого давления со средней степенью автоматизации согласно МСН 4.03-01-2003г. по табл.15 составляет - 6%.

После монтажа газопровода предусматривается **очистка полости** внутри продувкой и **испытание на герметичность** под испытательным давлением в течении времени согласно МСН 4.03-01-2003. Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопровода должна быть очищена в соответствии с проектом производства работ. Очистку полости внутренних газопроводов следует производить перед их монтажом продувкой воздуха. 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.

6.2.3. Инженерное обеспечение, сети и системы

Электроснабжение.

Электроснабжение проектируемого ПГБ производится согласно задания на проектирования выданного заказчиком. Проектирование ВЛ-0,4 кВ для электроснабжения ПГБ производится с ближайшей опоры ВЛ-0,4кВ ведомственных сетей. Для подключения электроосвещения проектируемого ПГБ предусмотрен монтаж железобетонных опор по типовому проекту серии 3.407.1-136 выпуск 1, подвеску провода выполнить маркой АС-35. Крепление проводов ВЛ-0,4 кВ на опоре принять на штыревых изоляторах НС18А. Ввод в здание проектируемого ПГБ выполняется кабелем марки ВВГз-2х4мм^2 проложенным от концевой опоры в траншее.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами, которая монтируется на торцевых стенах ПГБ (в комплекте от поставщика). Наружное заземляющее устройство смонтировать из стального горячекатаного круга d=16мм длиной 3м, соединенного между собой стальной полосой 40х4 сваркой. Для защиты от электрической индукции и статистического электричества внутри ПГБ прокладывается контур заземления из полосовой стали (укомплектован поставщиком) , который присоединяется к наружному контуру заземления. Внутренний контур заземления крепится к стене на высоте 0,5м от уровня пола держателями шин К-188м. Все металлические нетоковедущие части ПГБ присоединяются к внутреннему контуру заземления стержневой арматурой В6 сваркой.

6.2.4. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению ЧС и по взрыво- и пожаробезопасности.

К производству работ подготовительного и основного периодов строительства должны допускаться люди, прошедшие обучение, инструктаж и проверку знаний по технике безопасности. Особое внимание при строительстве должно быть обращено на надзор за выполнением скрытых работ, выполнение которых не может быть проверено после их окончания, например; планировка траншей, изоляция трубопроводов и т. д.

Обеспечение здоровых и безопасных условий труда персонала, предупреждение аварийных ситуации и защита работающих и населения при их возникновении, обеспече-

ние постоянного контроля и предотвращение загрязнения окружающей природной среды производится службой охраны труда, а также специальными службами газовой безопасности, охраны окружающей природной среды и др.

6.2.5. 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. 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.

В периоды неблагоприятных метеоусловий предусматривается краткое сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу, в перечень мероприятий которого входят:

- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запретить работу оборудования на форсированном режиме;
- усилить контроль за работой КИП и АСУ технологическими процессами;
- усилить контроль за герметичностью газоходных систем и агрегатов;
- обеспечить бесперебойную работу всех очистных систем и сооружений, и не допускать их отключения на профосмотры и ремонты;
- ограничить все работы, связанные с выделением в атмосферу загрязняющих веществ;
- прекратить испытания оборудования, приводящего к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

6.2.6. Организация строительства.

Проектом определены объемы основных строительно-монтажных работ: потребность в основных строительных материалах, механизмах и транспортных средствах, трудоемкость и сроки строительства. Нормативный срок строительства в соответствии со СНиП 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений». Основная продолжительность строительства определилась в количестве 14 месяцев.

Максимальная численность работников, занятых на строительстве и подсобных производствах предусмотрена из объемов работ и по среднегодовой выработке на одного работающего 12 421 чел/дн, и составила 41 человек.

6.2.7. Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии со СНиП РК 1.02-01-2007 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 1-10.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса - АВС-4 (редакция 4.2.1) по выпуску сметной документации в ценах 2001года.

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 8.02-02-2002г.

Переход сметной стоимости строительства от базового уровня цен 2001 года на текущий уровень выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2011 год в размере 1,951.

ние постоянного контроля и предотвращение загрязнения окружающей природной среды производится службой охраны труда, а также специальными службами газовой безопасности, охраны окружающей природной среды и др.

6.2.5. 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. 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.

В периоды неблагоприятных метеоусловий предусматривается краткое сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу, в перечень мероприятий которого входят:

- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запретить работу оборудования на форсированном режиме;
- усилить контроль за работой КИП и АСУ технологическими процессами;
- усилить контроль за герметичностью газоходных систем и агрегатов;
- обеспечить бесперебойную работу всех очистных систем и сооружений, и не допускать их отключения на профосмотры и ремонты;
- ограничить все работы, связанные с выделением в атмосферу загрязняющих веществ;
- прекратить испытания оборудования, приводящего к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

6.2.6. Организация строительства.

Проектом определены объемы основных строительно-монтажных работ: потребность в основных строительных материалах, механизмах и транспортных средствах, трудоемкость и сроки строительства. Нормативный срок строительства в соответствии со СНиП 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений». Основная продолжительность строительства определилась в количестве 14 месяцев.

Максимальная численность работников, занятых на строительстве и подсобных производствах предусмотрена из объемов работ и по среднегодовой выработке на одного работающего 12 421 чел/дн, и составила 41 человек.

6.2.7. Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии со СНиП РК 1.02-01-2007 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 1-10.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса - АВС-4 (редакция 4.2.1) по выпуску сметной документации в ценах 2001года.

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 8.02-02-2002г.

Переход сметной стоимости строительства от базового уровня цен 2001 года на текущий уровень выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2011 год в размере 1,951.

Переход сметной стоимости строительства от базового уровня цен 2001 года на текущий уровень выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2012 год в размере 2,040.

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

Налог на добавленную стоимость, установленный законодательством Республики Казахстан, принят в размере 12% от сметной стоимости строительства в текущем уровне цен с учетом налогов, сборов и обязательных платежей.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Оценка принятых проектных решений:

Рабочий проект разработан в необходимом объеме в соответствии с заданием на проектирование и соблюдением экологических, санитарно-эпидемиологических и противопожарных требований.

Технологические решения полностью обеспечивают население природным газом для бытовых нужд – автономное газовое отопление, горячее водоснабжение и приготовление пищи, в результате строительства газопровода .

Принятые проектные решения соответствуют государственным нормативам, требованиям по энергосбережению, санитарной, экологической и пожаробезопасности, рациональности технологических и инженерных решений, функциональному назначению объекта.

7.2. Результаты экспертизы

В процессе рассмотрения рабочего проекта «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Никельтау Хромтауского района Актюбинской области» по замечаниям и предложениям ДГП «Актюбгосэкспертиза» внесены следующие изменения и дополнения:

По проектным решениям:

- исправлен на листе Общие данные ГСН1 №тех.условий, должен быть №АПФ-29 от 24.05.2011г., и по техусловию Рраб=3,0кг/см2 , а не 5,0кг/см2;
- на продольных профилях вместо точек по буквам указаны пикетные отметки;
- исключены рабочий и приемный котлованы, так как при открытом переход применяются чугунные пригрузы;
- указаны размеры и необходимые материалы ограждений для задвижек – в план и спецификации;
- гидравлический расчет высокого давления исправлен, потому что потеря давления во всех участках не может быть одинаковой;
- по внутриквартальным сетям откорректирован расход газа, на схемах гидравлического расчета в узловых точках, а также в начале и в конце участков показан давления газа;
- диаметры футляров для газопроводов высокого давления приняты согласно таблицы 2 МСП 4.03-103-2005;
- материалы и оборудования, принятые по прайс-листам, согласованы заказчиком
- стоимость ПИР принята согласно письма ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Актюбинской области» за №04-15/1589 от 28.06.2011 года;

По сметной части:

- Откорректированы объемы работ согласно спецификации проекта;
- Откорректированы объемы работ по земляным работам согласно проекта;
- Откорректирован сметный расчет стоимости строительства согласно ПОС;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Переход сметной стоимости строительства от базового уровня цен 2001 года на текущий уровень выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2012 год в размере 2,040.

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

Налог на добавленную стоимость, установленный законодательством Республики Казахстан, принят в размере 12% от сметной стоимости строительства в текущем уровне цен с учетом налогов, сборов и обязательных платежей.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Оценка принятых проектных решений:

Рабочий проект разработан в необходимом объеме в соответствии с заданием на проектирование и соблюдением экологических, санитарно-эпидемиологических и противопожарных требований.

Технологические решения полностью обеспечивают население природным газом для бытовых нужд – автономное газовое отопление, горячее водоснабжение и приготовление пищи, в результате строительства газопровода .

Принятые проектные решения соответствуют государственным нормативам, требованиям по энергосбережению, санитарной, экологической и пожаробезопасности, рациональности технологических и инженерных решений, функциональному назначению объекта.

7.2. Результаты экспертизы

В процессе рассмотрения рабочего проекта «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Никельтау Хромтауского района Актюбинской области» по замечаниям и предложениям ДГП «Актюбгосэкспертиза» внесены следующие изменения и дополнения:

По проектным решениям:

- исправлен на листе Общие данные ГСН1 №тех.условий, должен быть №АПФ-29 от 24.05.2011г., и по техусловию Рраб=3,0кг/см2 , а не 5,0кг/см2;
- на продольных профилях вместо точек по буквам указаны пикетные отметки;
- исключены рабочий и приемный котлованы, так как при открытом переход применяются чугунные пригрузы;
- указаны размеры и необходимые материалы ограждений для задвижек – в план и спецификации;
- гидравлический расчет высокого давления исправлен, потому что потеря давления во всех участках не может быть одинаковой;
- по внутриквартальным сетям откорректирован расход газа, на схемах гидравлического расчета в узловых точках, а также в начале и в конце участков показан давления газа;
- диаметры футляров для газопроводов высокого давления приняты согласно таблицы 2 МСП 4.03-103-2005;
- материалы и оборудования, принятые по прайс-листам, согласованы заказчиком
- стоимость ПИР принята согласно письма ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Актюбинской области» за №04-15/1589 от 28.06.2011 года;

По сметной части:

- Откорректированы объемы работ согласно спецификации проекта;
- Откорректированы объемы работ по земляным работам согласно проекта;
- Откорректирован сметный расчет стоимости строительства согласно ПОС;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- Откорректирована стоимость технадзора согласно РДС РК 1.03-02-2010;
- Откорректирована стоимость экспертизы согласно договора.

После внесение изменений сметная стоимость строительства сложилась следующим образом:

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Примечание (+увел. - умен.)
			заявленные до экспертизы	рекомендуемые к утверждению	
1	2	3	4	5	6
	Общая сметная стоимость строительства в ценах 2001 г.	млн.тенге	193,332	158,391	- 34,941
	в том числе: СМР		187,968	154,866	- 33,102
	Оборудование		2,286	1,425	- 0,861
	Прочие затраты		3,077	2,099	- 0,978
	Всего общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011-2013 г.г.	млн.тенге	**519,593**	**410,722**	**- 108,871**
	в том числе: СМР		396,810	313,658	- 83,152
	Оборудование		4,826	2,887	- 1,939
	Прочие затраты		117,955	94,175	- 23,780
	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011 года	млн.тенге	100,810	100,000	- 0,810
	в том числе: СМР		50,497	49,732	- 0,765
	Оборудование		0,614	0,457	- 0,157
	Прочие затраты		49,699	49,809	- 0,110
	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2012 года	млн.тенге	111,071	310,722	+199,651
	в том числе: СМР		93,870	263,926	+170,056
	Оборудование		1,141	2,429	+1,288
	Прочие затраты		16,059	44,365	+28,306
	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2013 года	млн.тенге	307,711	-	- 307,711
	в том числе: СМР	млн.тенге	260,379	-	- 260,379
	Оборудование		3,167	-	- 3,167
	Прочие затраты		44,164	-	- 44,164

В результате экспертизы сметной документации с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в текущих ценах принята в сумме – 410,722 млн.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 519,593 млн.тенге, общее снижение сметной стоимости по объекту составило в сумме – 108,871 млн. тенге.

7.3. Рекомендации при последующем строительстве объекта :

- 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.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- Откорректирована стоимость технадзора согласно РДС РК 1.03-02-2010;
- Откорректирована стоимость экспертизы согласно договора.

После внесение изменений сметная стоимость строительства сложилась следующим образом:

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Примечание (+увел. - умен.)
			заявленные до экспертизы	рекомендуемые к утверждению	
1	2	3	4	5	6
	Общая сметная стоимость строительства в ценах 2001 г.	млн.тенге	193,332	158,391	- 34,941
	в том числе: СМР		187,968	154,866	- 33,102
	Оборудование		2,286	1,425	- 0,861
	Прочие затраты		3,077	2,099	- 0,978
	Всего общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011-2013 г.г.	млн.тенге	**519,593**	**410,722**	**- 108,871**
	в том числе: СМР		396,810	313,658	- 83,152
	Оборудование		4,826	2,887	- 1,939
	Прочие затраты		117,955	94,175	- 23,780
	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2011 года	млн.тенге	100,810	100,000	- 0,810
	в том числе: СМР		50,497	49,732	- 0,765
	Оборудование		0,614	0,457	- 0,157
	Прочие затраты		49,699	49,809	- 0,110
	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2012 года	млн.тенге	111,071	310,722	+199,651
	в том числе: СМР		93,870	263,926	+170,056
	Оборудование		1,141	2,429	+1,288
	Прочие затраты		16,059	44,365	+28,306
	общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2013 года	млн.тенге	307,711	-	- 307,711
	в том числе: СМР	млн.тенге	260,379	-	- 260,379
	Оборудование		3,167	-	- 3,167
	Прочие затраты		44,164	-	- 44,164

В результате экспертизы сметной документации с учетом внесенных изменений и дополнений сметная стоимость строительства в текущих ценах принята в сумме – 410,722 млн.тенге, отклонена заявленная стоимость в сумме – 519,593 млн.тенге, общее снижение сметной стоимости по объекту составило в сумме – 108,871 млн. тенге.

7.3. Рекомендации при последующем строительстве объекта :

- 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.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

8. ВЫВОД:

1. С учетом внесенных изменений и дополнений, рабочий проект «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Никельтау Хромтауского района Актюбинской области» рекомендуется для утверждения с нижеприведенными основными технико-экономическими показателями:

- общий расход газа - 3 017,25 м^3/час.,
- протяженность газопровода высокого давления - 26,952 км
- протяженность газопровода среднего давления - 1,847 км;
- протяженность газопровода низкого давления - 9,494 км;
- общая сметная стоимость строительства
- в базовых ценах 2001 года - 158,391 млн. тенге;
- в том числе СМР - 154,866 млн. тенге;
- общая сметная стоимость строительства
- в текущих ценах 2011-2012 года - 410,722 млн.тенге;
- в том числе СМР - 313,658 млн.тенге;
- продолжительность строительства - 14 мес.

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

3. До начала производства работ рабочий проект подлежит утверждению в установленном порядке не позднее 3 месяцев.

8. ТҰЖЫРЫМ

1. «Ақтөбе облысы Хромтау ауданының Никельтау селосындағы жеткізу газ құбырының және ішківарталық газ тарату желілерінің құрылысы» жұмыс жобасы құжаттамасы енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып төмендегі негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен бекітуге ұсынылады:

- газдың жалпы шығыны - 3 017,25 т.м/сағатына,
- жоғары қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы - 26,952 км;.
- орташа қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы - 1,847 км;
- төмен қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы - 9,494 км;
- 2001 жылғы базалық бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны - 158,391 млн.тенге;
  оның ішінде: ҚМЖ - 154,866 млн.теңге;
- 2011-12 жылдардағы ағымдағы бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны - 410,722 млн.теңге;
  оның ішінде: ҚМЖ - 313,658 млн.теңге;
- құрылыстың ұзақтығы - 14 ай.

2. Жұмыс жобасы бекітілуге ұсынылғанда және өндіріс жұмысына берілген кезде, оның мемсараптаманың нағыз тұжырымымен сәйкестілігі тексерілуге жатады.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

8. ВЫВОД:

1. С учетом внесенных изменений и дополнений, рабочий проект «Строительство подводящего газопровода и внутриквартальных газораспределительных сетей в селе Никельтау Хромтауского района Актюбинской области» рекомендуется для утверждения с нижеприведенными основными технико-экономическими показателями:

- общий расход газа - 3 017,25 м^3/час.,
- протяженность газопровода высокого давления - 26,952 км
- протяженность газопровода среднего давления - 1,847 км;
- протяженность газопровода низкого давления - 9,494 км;
- общая сметная стоимость строительства
- в базовых ценах 2001 года - 158,391 млн. тенге;
- в том числе СМР - 154,866 млн. тенге;
- общая сметная стоимость строительства
- в текущих ценах 2011-2012 года - 410,722 млн.тенге;
- в том числе СМР - 313,658 млн.тенге;
- продолжительность строительства - 14 мес.

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

3. До начала производства работ рабочий проект подлежит утверждению в установленном порядке не позднее 3 месяцев.

8. ТҰЖЫРЫМ

1. «Ақтөбе облысы Хромтау ауданының Никельтау селосындағы жеткізу газ құбырының және ішківарталық газ тарату желілерінің құрылысы» жұмыс жобасы құжаттамасы енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып төмендегі негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен бекітуге ұсынылады:

- газдың жалпы шығыны - 3 017,25 т.м/сағатына,
- жоғары қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы - 26,952 км;.
- орташа қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы - 1,847 км;
- төмен қысымды газ құбырының жалпы ұзындығы - 9,494 км;
- 2001 жылғы базалық бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны - 158,391 млн.тенге;
  оның ішінде: ҚМЖ - 154,866 млн.теңге;
- 2011-12 жылдардағы ағымдағы бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны - 410,722 млн.теңге;
  оның ішінде: ҚМЖ - 313,658 млн.теңге;
- құрылыстың ұзақтығы - 14 ай.

2. Жұмыс жобасы бекітілуге ұсынылғанда және өндіріс жұмысына берілген кезде, оның мемсараптаманың нағыз тұжырымымен сәйкестілігі тексерілуге жатады.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

3. Жұмыс жобасы өндіріс жұмысы басталғанға дейін қойылған тәртіп бойынша 3 ай мерзімі аралығында бекітілуге жатады.

Директордың орынбасары	С.Р.Куздибаева
ӨБ бастығы	Т. Табылдин
Жетекші сарапшы	А.Тұрмағанбетова
Бас маман	Қ.Қандығұлов
Бас маман	Р.Башигулов

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

3. Жұмыс жобасы өндіріс жұмысы басталғанға дейін қойылған тәртіп бойынша 3 ай мерзімі аралығында бекітілуге жатады.

Директордың орынбасары	С.Р.Куздибаева
ӨБ бастығы	Т. Табылдин
Жетекші сарапшы	А.Тұрмағанбетова
Бас маман	Қ.Қандығұлов
Бас маман	Р.Башигулов

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА