КАЗАКСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ӨҢІРЛІК ДАМУ МИНИСТРЛІГІ ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ КОМИТЕТІНІҢ «ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ» ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫНЫҢ («МЕМСАРАПТАМА» РМК) ЖАМБЫЛ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ» (РГП «ГОСЭКСПЕРТИЗА») КОМИТЕТА ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА МИНИСТЕРСТВА РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО ЖАМБЫЛСКОЙ ОБЛАСТИ

БЕКІТЕМІН:

“Мемсараптама” РМК
Жамбыл облысы бойынша филиалының
директоры
Ж. Ш. Жұмаділ

«Тараз қаласындағы газды тарату желілерін жаңарту.
1-кезек. 4-ші іске қосу кешені»
жұмыс жобасы бойынша

2014 жылғы 03 қарашадағы № 08-0259/14

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
"ҚазТрансГазАймақ" АҚ

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
"КАТЭК" ЖШС
Алматы қ.

Тараз қаласы

1. **НАИМЕНОВАНИЕ:** рабочий проект «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. 1-я очередь, 4-й пусковой комплекс» разработан в 2014 году.

Настоящее заключение выполнено согласно договору № 08-0335 от 18.09.2014 года, заключенному с ТОО «КАТЭК»,

письмо-заявка ТОО «КАТЭК» № 1033 от 26.08.2014 года (входящий № 08-03/1501 от 16.09.2014 года);

письмо – поручение ТОО «КазТрансГазАймак» № 08-03/1321 от 25.08.2014 года;

2. **ЗАКАЗЧИК:** ТОО «КазТрансГазАймак»

3. **ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПРОЕКТИРОВЩИК:** ТОО «КАТЭК», государственная лицензия ГСЛ №001227, выданная Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития РК 25.05.2000 года, приложение к лицензии 22.11.2013 года, категория - I.

Главный инженер проекта – Шаянбаева Л.С., приказ № 60/1 от 12 марта 2014 года.

4. **ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ:** собственные средства ЖПФ АО «КазТрансГазАймак»

5. **ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ**

5.1 Основание для разработки:

техническое задание на проектирование «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. 1-я очередь, 4-й пусковой комплекс» утвержденный заказчиком 11 марта 2014 года;

письмо № 08-03/1321 от 25.08.2014 года ЖПФ АО «КазТрансГазАймак» о финансировании рабочего проекта «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. I очередь, 4-й пусковой комплекс» за счет собственных средств и начале реализации проекта в апреле 2015 года;

письмо № 01-03-06/4334 от 20.06.2014 года РГП «Госэкспертиза» Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития РК о разрешении проведения экспертизы рабочего проекта «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. 1-я очередь, 4-й пусковой комплекс» в филиале РГП «Госэкспетриза» по Жамбылской области;

архитектурно-планировочное задание № 335 от 27.06.2014 года на разработку рабочего проекта «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. I очередь, 4-й пусковой комплекс», выданное КГУ «Отдел архитектуры, градостроительства акимата г. Тараз;

постановление акимата г. Тараз № 522 от 20 июня 2014 года о модернизации газораспределительных сетей г. Тараз. I очередь;

акт на право частной земельной собственности земельного участка площадью 0,0479 га для размещения пункта замера газа по адресу г. Тараз, ул. Абая, 216-а, кадастровый номер 06-097-025-295, выданный ГУ «Отдел земельных отношений акимата г. Тараз» 24.07.2007 г. (собственник – ЖПФ АО «КазТрансГазАймақ»);

письмо № 02-6-1553 от 07.10.2014 года ЖПФ АО «КазТрансГазАймақ» потреблении газа предприятиями г. Тараз в период 2009-2014 годы;

справка № 02-6-1553 от 07.10.2014 года ЖПФ АО «КазТрансГазАймақ» о потреблении газа коммунально-бытовыми предприятиями для разработки рабочего проекта «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. I очередь, 4-й пусковой комплекс»;

справка № 02-6-1553 от 07.10.2014 года ЖПФ АО «КазТрансГазАймақ» о потреблении газа промышленными предприятиями и частным сектором для разработки рабочего проекта «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. I очередь, 4-й пусковой комплекс»;

сводная ведомость потребности основных материалов, изделий, конструкций и оборудования по рабочему проекту «Модернизация газораспределительных сетей г.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

«Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. 1-я очередь, 4-й пусковой комплекс»;

письмо № 02-6-1633 от 23.10.2014 года ЖПФ АО «КазТрансГазАймак» о реконструкции замерного узла по ул. Абая, 216-а в г. Тараз отдельным проектом в следующем комплексе, в 2015 году;

план ликвидации аварий в газовом хозяйстве ЖПФ АО «КазТрансГазАймак», утвержденный главным инженером 03.07.2013 года.

Технические условия:

№ 51-2177 от 2 апреля 2014 года АО «КазТрансГазАймақ» на газоснабжение.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

Заключения:

Заключение № KZ01VDC00026631 от 12.09.2014 года государственной экологической экспертизы по рабочему проекту «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. I очередь, 4-й пусковой комплекс», выданное Департаментом экологии по Жамбылской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан.

Санитарно-эпидемиологическое заключение № 1021 от 29.08.2014 года по рабочему проекту «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. 1-я очередь, 4-й пусковой комплекс», выданное Таразским городским управлением по защите прав потребителей Департамента по защите прав потребителей Жамбылской области».

Заключение технической экспертизы по промышленной безопасности на рабочий проект «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. 1-я очередь, 4-й пусковой комплекс» № 077 от 19.08.2014 года, выданный ТОО «Научно-производственный Центр Мекенсақ» (г. Алматы), аттестат №0001753 , выданный 21 июня 2012 года Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью МЧС РК.

Согласования:

письмо № 01-6-1560 от 09.10.2014 года ЖПФ АО «КазТрансГазАймақ» - согласование установки индивидуальных шкафных регуляторных пунктов и протяженности газораспределительных сетей;

ЖПФ АО «КазТрансГазАймақ», 13.10.2014 г.;

«Казахтелеком», Жамбылский филиал, 30.07.2014 г.;

КГП «Жамбыл-Жылу», 29.07.2014 г.;

ТУСМ (кабель), 28.07.2014 г.;

ВОЛСПроектстрой, 25.07.2014 г.;

ГКП «Темиржол-Жылу», 5.08.2014 г.;

ГКП «Тараз-су», 13.08.2014 г.;

«Отдел ЖКХ, ПТ и АД акимата г. Тараз», 19.08.2014 г.;

Главный архитектор г. Тараз, 20.08.2014 г.;

Жамбылское отделение железной дороги ПЧ-51, 26.09.2014 г.;

ЭЧ-21, 26.09.2014 г.;

ШЧ-36, 26.09.2014 г.;

НЖС-8, 26.09.2014 г.;

№ НЖС-8/704-И от 26.09.2014 г. АО «Национальная компания «Казахстан темір жолы» Жамбылское отделение магистральной сети-перегон Жамбыл-Талас на 3510 км Пк1+25 м;

№ НЖС-8/705-И от 26.09.2014 г. АО «Национальная компания «Казахстан темір жолы» Жамбылское отделение магистральной сети перегон Жамбыл-ГРЭС на 4 км ПК1+13 м, 6 км ПК0+85 м.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Вышеперечисленные исходные данные на проектирование.

Том 1. 0700-03-14R-ИЗ. Отчет по инженерным изысканиям, выполненный ТОО «КАТЭК», государственная лицензия ГСЛ №001227, выданная Комитетом по делам

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития РК 25.05.2000 года.

Том 2. 0700-03-14R-ПЗ. Общая пояснительная записка.

Том 3. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,6 МПа. Графическая часть.

Том 3.1. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.1. Графическая часть (Часть 1).

Том 3.1. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.1. Графическая часть (Часть 2).

Том 3.2. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.2. Графическая часть (Часть 1).

Том 3.2. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.2. Графическая часть (Часть 2).

Том 3.2. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.2. Графическая часть (Часть 3).

Том 3.2. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.2. Графическая часть (Часть 4).

Том 3.2. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.2. Графическая часть (Часть 5).

Том 3.3. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.3. Графическая часть (Часть 1).

Том 3.3. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.3. Графическая часть (Часть 2).

Том 3.3. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.3. Графическая часть (Часть 3).

Том 3.4. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.4. Графическая часть (Часть 1).

Том 3.4. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.4. Графическая часть (Часть 2).

Том 3.4. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.4. Графическая часть (Часть 3).

Том 3.5. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.5. Графическая часть (Часть 1).

Том 3.5. 0700-03-14R-ГСН. Наружные газопроводы 0,3 МПа. Объект 1.4.5. Графическая часть (Часть 2).

Том 4. 0700-03-14R-ТХ. Технологическая часть.

Том 5. 0700-03-14R-СМ. Сметная документация.

Организация строительства.

Паспорт рабочего проекта.

Раздел «Оценка воздействия на окружающую среду по рабочему проекту «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. 1-я очередь, 4-й пусковой комплекс», выполненный ТОО «КАТЭК», государственная лицензия 01104Р, выданная 21 августа 2007 года Министерством охраны окружающей среды РК.

Гидравлический расчет газопроводов. Расчет полиэтиленового газопровода на балластировку.

Прайс-листы с альтернативным вариантом.

5.4 Цели и назначение объекта строительства

Проведение модернизации газораспределительной сети г.Тараз является необходимостью для реализации комплексных мер по реконструкции газораспределительных сетей, для повышения технической надежности и безопасности при их эксплуатации, снижения сверхнормативных технологических потерь, восстановления проектных мощностей газопроводов.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Площадка под строительство газораспределительных сетей расположена в

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

южной части г. Тараз.

Природно-климатические условия участка строительства:

Климат района характеризуется резко выраженной континентальностью, проявляющейся в частых, резких сменах суточных и годовых температур воздуха, короткой морозной зимой, продолжительным знойным, сухим летом с пыльными бурями и ветрами до ураганной силы.

Климатический подрайон	- III В.
Нормативное значение веса снегового покрова	- 50 кгс/м^2.
Нормативное значение ветрового давления	- 73 кгс/м^2.
Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 26^0 С.
Температура наиболее холодных суток	- минус 28 °С
Сейсмичность площадки	- 8 баллов.

Продолжительность периода со средней суточной температурой наружного воздуха менее 8° С (отопительного сезона) составляет 164 суток.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

В геоморфологическом отношении территория города Тараз расположена в пределах долины реки Талас. По типу рельефа представляет собой аккумулятивную аллювиально-пролювиальную равнину, сформированную на шлейфе конуса выноса р.Талас.

Грунты аллювиально-пролювиального генезиса, представлены суглинками легкими, галечными грунтами и щебенисто-галечниковыми отложениями.

Абсолютные отметки земли по выработкам составляет 629,83... 665,06 м.

По классификации грунтов в разрезе выделено семь инженерно-геологических элементов:

первый – насыпной грунт из гравия, гальки, суглинка, супеси, песка, слежавшийся, мощность слоя 0,2...08 м, удельный вес грунта – 18,9 кН/м^3, расчетное сопротивление 250 кПа;

второй –суглинок, супесь просадочные (тип грунтовых условий по просадочности – первый), серые, желто-серые, твердой консистенции, местами с гравием и галькой до 10%, с конкрециями карбонатов до 10%, мощность слоя – 0,3...1,5 м, удельный вес грунта – 17,2 кН/м^3, влажность на границе текучести – 27,8-35,0, природная влажность – 12,1-16,1%, степень влажности – 0,41-0,73, пористость – 47,2%, коэффициент пористости – 0,897; удельное сцепление – 7-11 кПа, угол внутреннего трения – 18-21°, расчетное сопротивление – 350 кПа;

третий – супесь, суглинок непросадочные, серого, желтого цвета, от твердой до пластичной и мягкопластичной консистенции, с включением карбонатов до 10-20%, вскрытой мощностью 0,3-3,0 м, удельный вес грунта – 20,2 кН/м^3, влажность на границе текучести – 16,2-33,6, природная влажность – 9,8-29,7%, степень влажности – 0,41-1,0, пористость – 36,4%, коэффициент пористости – 0,581; удельное сцепление – 11-17 кПа, угол внутреннего трения – 25-29°, расчетное сопротивление – 280 кПа;

четвертый – песок мелкий, серый, желто-серый, средней плотности, влажный и водонасыщенный, с включением конкреций карбонатов и гравия до 15%, мощностью слоя 0,5-2,2 м, удельный вес грунта – 19,2 кН/м^3, природная влажность – 10,8-17,2%, степень влажности – 0,47-0,83, пористость – 36,6%, коэффициент пористости – 0,607; удельное сцепление – 2-3 кПа, угол внутреннего трения – 31-34°, расчетное сопротивление – 200 кПа;

пятый – песок пылеватый, серый, желто-серый, средней плотности, влажный и водонасыщенный, с включением конкреций карбонатов и гравия до 15%, мощностью слоя 0,4-1,6 м, удельный вес грунта – 20,2 кН/м^3, природная влажность – 11,4-22,1%, степень влажности – 0,49-0,99, пористость – 35,5%, коэффициент пористости – 0,601; удельное сцепление – 3-5 кПа, угол внутреннего трения – 29-32°, расчетное сопротивление – 100 кПа;

шестой - песок крупный серый, желто-серый, средней плотности, влажный и водонасыщенный, с включением гравия и гальки до 15-20%, мощностью слоя 0,9-1,0 м,

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

удельный вес грунта – 18,3 кН/м^3, природная влажность – 10,6%, степень влажности – 0,56, пористость – 36,5%, коэффициент пористости – 0,576; удельное сцепление – 0,7-1,0 кПа, угол внутреннего трения – 36-40°, расчетное сопротивление – 500 кПа;

седьмой - галечниковый грунт с песчаным заполнителем до 30%, вскрытой мощностью 0,3-2,7 м, удельный вес грунта – 21,6 кН/м^3, расчетное сопротивление – 600 кПа;

восьмой – гравийный грунт с песчаным заполнителем до 30%, вскрытой мощностью 0,8-2,3 м, удельный вес грунта – 19,5 кН/м^3, расчетное сопротивление – 500 кПа.

По результатам лабораторных исследований водных вытяжек, грунты до 2,0 м глубины – не засолены.

Сухой остаток – в пределах 0,06-0,041%,

По содержанию водорастворимых сульфатов (SO_4^{2-}= 340-2540 мг/кг) грунты для бетона марки по водонепроницаемости W4 на портландцементе по ГОСТ 10178-85* характеризуются от неагрессивных до сильноагрессивных. По содержанию водорастворимых хлоридов ($Cl=0.25SO_4^{2-}+Cl$ = 125-845 мг/кг) грунты характеризуются от неагрессивных до среднеагрессивных для железобетонных конструкций. Галечниковые грунты на отдельных участках обладают слабоагрессивными свойствами.

Коэффициент фильтрации для супеси – 0,5 м/сут, песка пылеватого – 1,0 м/сут, песка мелкого – 5 м/сут, песка крупного – 15 м/сут, для галечникового и гравийного грунта – 20 м/сут.

Нормативная глубина промерзания для супеси, песков мелких и пылеватых – 96 см, суглинков и глин – 79 см, песков средней крупности, крупных и гравелистых – 103 см.

Категория грунтов по сейсмическим свойствам – вторая.

Подземные воды являются слабоагрессивными по содержанию водорастворимых хлоридов и агрессивной углекислоты.

Коррозионная активность грунтов на глубине 1,0-2,0 м колеблется от низкой до высокой.

По определению удельного агрессивного электрического сопротивления коррозионная активность грунтов до глубины 2,0 м характеризуется от низкой до высокой.

Подземные воды в момент изысканий вскрыты почти повсеместно на глубине 0,5-3,0 м от поверхности земли.

По данным изысканий прошлых лет максимально-возможный уровень подземных вод приходится на весеннее-летний период , а минимальный – на осенне-зимний периоды.

Амплитуда колебаний подземных вод - 1,01,5 м.

На большей части исследованной территории максимально-возможный уровень подземных вод будет находиться на поверхности земли.

Существующее состояние

По данным проведенной технической диагностики и материалами, предоставленными ЖПФ АО «КазТрансГаз Аймак», современное состояние газораспределительной системы города Тараз характеризуется высокой степенью изношенности распределительных газопроводов и оборудования. Уровень их старения, как морально, так и физический износ, достигает критических значений, составляет 66% от всей протяженности газопроводов.

Обоснование технического состояния газораспределительной системы г. Тараз было принято по Отчету, выполненному ТОО «КАТЭК» в рамках договора с ЖПФ АО «КазТрансГаз Аймак» за № 109-3К/11-ЖМБ от 28.08.2010г., на основании данных, полученных при обследовании участков газораспределительной системы методами приборного и инструментального контроля в базовых шурфах и на основании актов технического осмотра (утвержденного Департаментом по ЧС Жамбылской области от 11.11.2010 г) .

Эксплуатация данных газопроводов требует дополнительных расходов, связанных в том числе, с необходимостью исполнения и ликвидации аварийных заявок. А также

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

газопроводы и оборудование эксплуатируется более 40 лет при нормативных сроках эксплуатации стального газопровода -30 лет, а оборудования -15 лет.

Интенсивный износ газопроводов увеличивается в связи с физическим старением изоляционного покрытия и металла газопровода, средств ЭХЗ. Ресурс средств защиты газопроводов значительно изношен. Порядка 80% изоляционного покрытия газопроводов из-за длительного срока эксплуатации значительно утратило свои диэлектрические свойства. Из-за отсутствия защитного потенциала газопровод эксплуатируется без системы электрохимзащиты около 58 % от всей протяженности подземного газопровода.

Проведение модернизации города Тараза разбита на две очереди с реализацией на восемь лет .

Первая очередь - базовый вариант, учитывающий основные объемы реализации модернизации газораспределительных сетей города Тараз с заменой:

аварийных газопроводов с длительным сроком эксплуатации, построенных в середине шестидесятых, семидесятых и начале восьмидесятых годов прошлого столетия, участки газопроводов на которых происходит активный коррозионный процесс металла трубы, где имеются контакты труб с грунтом, участки, где происходит подтапливание грунтовыми водами, требующих срочной замены; остаточный срок службы газопровода среднего давления оценивается от 5 до 10 лет на базе полиэтиленовых труб с увеличением пропускной способности и достижения проектного давления в газораспределительной сети города Тараз, что составляет от всей газораспределительной сети – 160599 м;

газопроводов низкого давления для перехода на двухступенчатую систему газоснабжения для потребителей малоэтажного сектора на газопроводы среднего давления на базе полиэтиленовых труб, что составляет от всей газораспределительной сети – 481717 м;

перевода системы распределения газа на двухступенчатую систему газоснабжения для потребителей малоэтажного сектора с применением индивидуальных ШП на одного и на два абонента (с установкой в шкафных пунктов счетчиков с картой предоплаты) – 13798 шт.

Вторая очередь – вариант, учитывающий объемы реализации модернизации газораспределительных сетей города Тараз с заменой:

газопроводов со сроком службы не более 20 лет эксплуатации, построенных в конце восьмидесятых и начале девяностых годов прошлого столетия, требующих проведение противокоррозионных мероприятий, в том числе с применением пассивной и активной электрохимической защиты газопровода, изоляции, обеспечения нормальной работы электрохимической защиты; остаточный срок службы газопроводов среднего давления оценивается от 10 до 20 лет на полиэтиленовые, что составляет от всей сети – 85676 м;

газопроводов низкого давления для перехода на двухступенчатую систему газоснабжения для потребителей малоэтажного сектора на газопроводы среднего давления из полиэтиленовых труб, что составляет от всей газораспределительной сети – 207523 м;

перевода системы распределения газа на двухступенчатую систему газоснабжения для потребителей малоэтажного сектора с применением индивидуальных ШГРП на одного и на два абонента (с установкой в ШГРП счетчиков с картой предоплаты) - 9273 шт.

На основании вышеизложенного для обоснования модернизации газораспределительной сети город разделен на восемь комплексов, комплексы разделены на объекты модернизации.

Первая очередь модернизации состоит из 5-ти пусковых комплексов.

Вторая очередь – из 3-х пусковых комплексов.

Объекты внутри комплексов разделены по технологической схеме отключения газораспределительной сети города Тараз для удобства проведения строительно-монтажных работ и переключения существующей сети на новую.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Шкафные газорегуляторные пункты (ШРП), установленные в жилых микрорайонах, ремонтируются, подводящий газопровод среднего давления к ШРП, а также газопроводы низкого давления, проложенные между многоэтажными домами подземно, перекладываются на новый трубопровод из полиэтиленовых труб.

Газоснабжение потребителей, проживающих в районах малоэтажной жилой застройки, осуществляется, путем подключения от сети среднего давления с установкой индивидуальных шкафных пунктов на одного или двух абонентов, в комплекте со счетчиками и картой предоплаты, содержащих информацию об оплаченном объеме газа.

Предусматривается замена газопровода низкого давления на среднее давление с максимальным использованием современных материалов на базе полиэтиленовых труб, замена существующих стальных газопроводов среднего давления, по объектам города на новые с увеличенным диаметром и с максимальным использованием современных материалов на базе полиэтиленовых труб.

По модернизации газораспределительных сетей г. Тараз выданы положительные заключения РГП «Госэкспертиза»:

заключение № 01-036/11 от 17 февраля 2011 года по технико-экономическому обоснованию «Модернизация газораспределительной сети города Тараз», выданное РГП «Госэкспертиза»;

заключение № 01-084/12 от 23 февраля 2012 года по рабочему проекту «Модернизация газораспределительной сети города Тараз. 1-я очередь, 1-й пусковой комплекс», выданное РГП «Госэкспертиза»;

заключение № 01-886/12 от 24 декабря 2012 года по рабочему проекту «Модернизация газораспределительной сети города Тараз. 1-я очередь, 2-й пусковой комплекс», выданное РГП «Госэкспертиза»;

заключение № 01-1033/13 26 декабря 2013 года по рабочему проекту «Модернизация газораспределительной сети города Тараз. 1-я очередь, 3-й пусковой комплекс», выданное РГП «Госэкспертиза».

6.2.1 Технологические решения

Настоящий рабочий проект «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. 1-я очередь, 4-й пусковой комплекс» состоит из 5-ти объектов, ограниченных улицами (таблица №1):

Таблица №1

Границы объектов 1-й очереди 4-го пускового комплекса

№ пп	Наименование объекта	Наименование улиц
1	Объект 1 (1.4.1)	ул. Жамбыла, Лесхозная, Акбозовая, Алматы, Акбота, Жангельды, Бебеля, Тектурмас, Байсеитова, Таласская, Масанчи, Ултанбай, Самаркандская, Мельничная, Жибек жолы, Говорова, Демьяна бедного, пер. Мало бесагашский, ул. 3 Космедьянской, пер Чкалова, ул. Хмельницкого, Тургенева.
2	Объект 2 (1.4.2)	проспект Абая, ул. Самаркандская, Демьяна бедного, Тынышбаева, Прманова, пер. Тастандиева, ул. Пархоменко, Бесагашский, ул. Декабристов, Аппаева, Сыздыкова, Тастандиева Шаумяна, Чкалова, Богдана Хмельницкого, Матросова, Муканова, Амангельды, Банникова, Песчаный, Толстого, Прманова, Байтурсынова, Мусорского, Казахская, Плеханова, Кутузова, Тухачевского, Сарымолдиева, Азизбекова, Ягодная, Клубничная, пер.Плехонова, Патриса Лумумбы, пер. Кутузова, ФЗО, ул. Песочная.
3	Объект 3 (1.4.3)	ул. Прманова, Турксибская, Акылбекова, Аппаева, пер. Патриса Лумумбы, ул. Шаумяна, Мусорского, пер. Плеханова, Акылбекова, ул. Проезд Уездный, Сыздыкова, Тынышпаеаева, с. Ишина, Жилкооперации, Локомативная, Толстого, Лукманова, Тепловозная,

		Казахская, Дзержинского, Плеханова, Космонавтов, Галунчина, Комарова, Аванесова, Лобочевского, Ковалевской, Коломейцева, Уездная, проезд Беспанова, пер. Тепловозная, ул. Тындыбекова, Кутузова, Байтурсынова, Карасу, Дальняя Карасу, ул. Наурыз.
4	Объект 4 (1.4.4)	массив Дальняя Карасу, ул. Высоцкого, Розыбакиева, Лукманова,Кустанайская, Есенина, Бедельдаева, Прибалхашская, Тараза, Усть-Каменогорская, Талдыкурганская, Актюбинская, Целиноградская, проезд Кустанайския, ул. Анарбекова, Яблочная, тупик Молдарбекова, ул. Центральная, Мелиораторов.
5	Объект 5 (1.4.5)*	ул. Бекназар улы, 2 пер. Муканова, ул. Ленина, Клубная, 1- йпер. Клубный, 2-й пер. Клубный, ул. К.Азербаева, Ауэзова, Алматинская, Мира, Жамбыла, Комсомольская, 50 лет Каз ССР, 2 пер. Терешковой, ул. Лагерная, Набережная, Абая, Новостройка, Степная, Школьная.
6	Газопровод высокого давления	высокого давления в границах ул. Ш. Карасу, Центральная, Молдабекова, Карой, Кожамкулова, Костанайская.

Проект выполнен на основании технического задания на проектирование (приложение к договору №0700-03-14R ЖПФ АО «КазТрансГаз Аймак» от 11.03.2014 года) и в соответствии с техническими условиями № 51-2177 от 2 апреля 2014 года ЖПФ АО «КазТрансГазАймақ».

Точки подключения и характеристика газопроводов:

Подземный газопровод среднего давления от замерного узла «Абая, 216-а» в сторону за линией.

Диаметр газопровода в точке подключения – 325 мм, давление газа в газопроводе – до 3,0 кгс/см^2, узел присоединения к существующему газопроводу – подземный.

Подземный газопровод высокого давления от АГРС-4 (Бесагаш).

Диаметр газопровода в точке подключения – 325 мм, давление газа в газопроводе – до 6,0 кгс/см^2. Узел присоединения к существующему газопроводу – подземный.

Уровень ответственности строительства газопроводов высокого и среднего давления определен по РДС РК 1.02-04-2013 «Отнесение объектов строительства и градостроительного планирования территории к уровням ответственности», приложению А, относится к объектам II (нормального) уровня ответственности п.2.2.5. «Объекты газораспределительных систем, на которых используется, хранится, транспортируется природный газ под давлением до 1,2 МПа».

В четвертый пусковой комплекс входят:

газопроводы среднего давления Ø325х6 мм залинейной части и проспекта Абая г. Тараз, а. Пригородное, с остаточным сроком эксплуатации менее 5 лет от АГРС-4 (согласно отчету проведенной диагностики - по всем газопроводам нарушены адгезия изоляционного покрытия, сплошность изоляции, уменьшение толщины изоляции, высокая коррозионная активность грунта, близкое расположение грунтовых вод);

подводящие газопроводы среднего давления к ШРП, расположенные в залинейной части с остаточным сроком эксплуатации менее 5 лет (согласно отчету проведенной диагностики - по всем газопроводам нарушена: адгезия изоляционного покрытия, сплошность и уменьшение толщины изоляции, высокая коррозионная активность грунта, близкое расположение грунтовых вод);

газопроводы низкого давления для перехода на двухступенчатую систему газоснабжения потребителей малоэтажного сектора, на газопроводы среднего давления из полиэтиленовых труб и перевода системы распределения газа на двухступенчатую систему газоснабжения для потребителей малоэтажного сектора с применением индивидуальных ШП на одного и на два абонента (с установкой в ШП со счетчиками и картой предоплаты).

Предполагаемая установка индивидуальных ШП: из расчета одно ШП на 1-абонента 30%, одно ШП на 2-абонента 70%- от общего числа абонентов.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Технические характеристики пяти объектов модернизации первой очереди строительства четвертого комплекса представлены в таблице№2:

Таблица № 2

Техническая характеристика пяти объектов 4-го комплекса

Объекты модернизации	Кол-во ШРП** подлежащих демонтажу, шт	Кол-во устанавливаемых индивидуальных ШП,		Протяженность газопровода подлежащего замене ,м*		
		На 1-го абонента	На 2 абонента	Высокого давления	Среднего давления	Итого
1	1	752	484	-	37664	37664
2	-	732	1175	-	67931	67931
3	20	631	1256	-	65863	65863
4	4	373	668	10878	45290	56168
5	-	507	308	-	34345	34345
Итого	25	2995	3891	10878	251093	261971

Демонтаж существующей системы газоснабжения, согласно письму № 02-6-1552 от 07.10.2014 года ЖПФ АО «КазТрансГазАймак» предусматривается выполнять своими силами после ввода в эксплуатацию объекта, выполненного по рабочему проекту «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. 1-я очередь, 4-й пусковой комплекс».

Расход газа населением принят из расчета потребления на нужды отопления жилых помещений и приготовления пищи.

Удельно-максимально-часовой расход газа на отопление - 0,45 м³/час при норме обеспеченности 20м² общей площади на 1 чел в малоэтажной застройке.

Удельно-максимально-часовой расход газа на приготовление пищи - 0,04 м³/час на 1 человека.

Нормы приняты по СНиП РК 3.01-01-2008* «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений».

Таблица № 3

Расчет потребления газа населением малоэтажного сектора по четвертому пусковому комплексу по объектам строительства газораспределительных сетей г.Тараз

№ объектов	Площадь отопления, м³	Численность населения, чел	Общий расход газа		
			м³/час	м³/сут	м³/год
2	3	4	11	12	13
1.4.1	88680	4434	2172,4	49306	8371508
1.4.2	17208	8604	4216	95676	16244352
1.4.3	16530	8265	4050	91906,8	15604320
1.4.4	12024	6012	157,0	3760,0	11350656
1.4.5	92820	4641	2274	51608	8762208
Итог	**63912**	**31956**	**12869,4**	**292256,**	**60333044**

Гидравлический расчет газопроводов

Для определения пропускной способности и диаметра проектируемых газопроводов высокого и среднего давления были произведены расчеты с применением программы «Hydraulic Calculator Standart».

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Распределительный газопровод высокого давления PN=0,6 МПа

Реконструируемые газопроводы высокого давления PN-0,6 МПа выполнены из полиэтиленовых труб по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 SDR 11 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8.

Точка врезки газопровода высокого давления находится за территорией АГРС-4 «Бесагаш». Протяженность проектируемого газопровода высокого давления 0,6 МПа от АГРС-4 «Бесагаш» до шкафных газорегуляторных пунктов составляет 10,880 км.

Распределительный газопровод среднего давления PN=0,3 МПа

Реконструируемые газопроводы среднего давления PN-0,3 МПа из стальных труб, запроектированы из полиэтиленовых труб по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 SDR 11 с коэффициентом запаса прочности не менее С= 2,8.

Диаметры труб приняты: 32х3,0, 63х5,8, 90х8,2, 110х10,0, 160х14,6, 225х20,5, 315х28,6, 355х32,3, 400х36,4 мм.

Точка врезки распределительного газопровода среднего давления находится на территории замерного узла «Абая №216». Протяженность проектируемого газопровода среднего давления 0,3 МПа от замерного узла до индивидуальных шкафных газорегуляторных пунктов четвертого пускового комплекса I-ой очереди составляет 250,15 км.

Общая протяженность газораспределительных сетей – 261,971 км.

Средняя глубина прокладки – 1,20...1,80 м.

Для реализации модернизации газораспределительных сетей города Тараз приняты полиэтиленовые трубы выпускаемые Атырауским заводом полиэтиленовых труб. Атырауский завод полиэтиленовых труб – современное высокотехнологическое по производству газопроводных и водопроводных труб для холодного водоснабжения , и подачи газообразного топлива из полиэтилена низкого давления высокой плотности ПЭ-100 диаметром от 25 до 1200 мм с различной толщиной стенки и рабочим давлением до 25 атм.

Трубы выпускаются отрезками 11,85 м и бухтами длиной 100 и 200 м. Высокое качество продукции соответствует стандартам ISO и ГОСТ. Для производства используются марки полиэтилена ПЭ-100 европейских производителей: «Borealis AG», Австрия и «Basell», Нидерланды.

Полиэтиленовые трубы комплектуются соединительными деталями: муфты и седловые отводы с закладными электронагревателями, тройниками, отводами, переходами, арматурой прямой врезки, неразъемное соединение «полиэтилен-сталь», заглушки, сигнальная лента и другое.

Для реализации модернизации газораспределительных сетей города Тараз приняты соединительные детали производства швейцарской фирмы Georg Fisher,ТОО "KazFriaPlast".

Таблица №4

Протяженности по диаметрам объектов строительства 4-го комплекса

объекты	Протяженность газопровода по диаметрам, м									
	Ø32	Ø63	Ø90	Ø110	Ø160	Ø225	Ø315	Ø355	Ø400	Итого
1.4.1.	6191	18921	9887	1345	1144	176				37664
1.4.2.	9317	38436	14628	843	22	1385	490	300	2510	931
1.4.3.	9532	40183	10746	2018	2330	1054				65863
1.4.4.	5979	31697	7614							45290
1.4.5.	4120	21203	5711	2392	919					34345
Итого	35139	150440	48586	6598	4415	2615	490	300	2510	251093
Высокое давление						514	10364			10878
ВСЕГО	35139	150440	48586	6598	4415	3129	10854	300	2510	261971

Ситуационная схема модернизации газораспределительных сетей г. Тараз. 1-й очереди, 4-го пускового комплекса представлено на схеме (рис. 1).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

При прокладке поземных газопроводов обозначение трассы газопровода предусматривается установкой опознавательных знаков, и укладкой сигнальной ленты по всей длине трассы, которые гарантируют дальнейшую успешную эксплуатацию объектов.

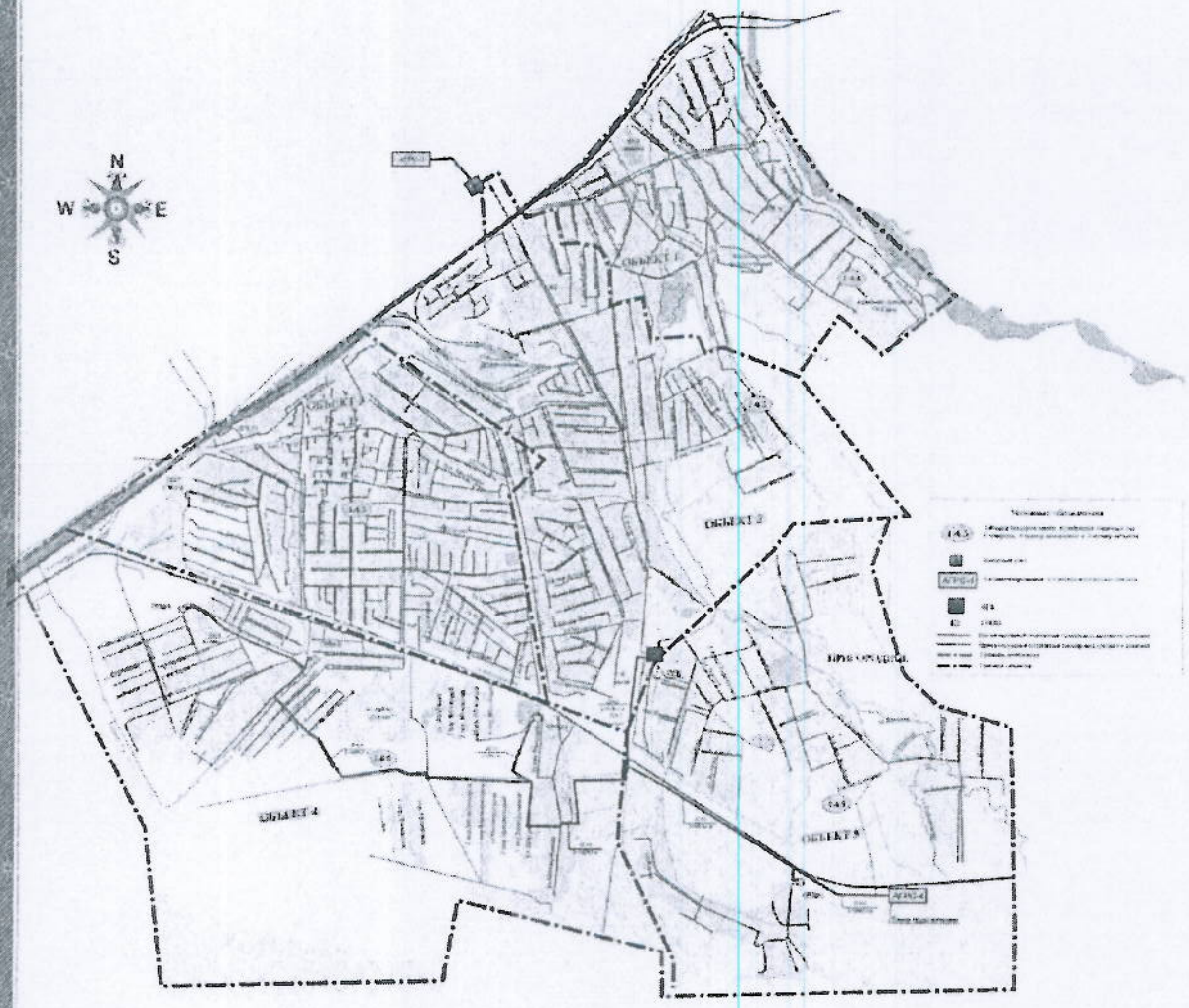

Рис. 1. Ситуационный план сетей и сооружений по объектам газораспределительных сетей г. Тараз. 1-й очереди, 4-го пускового комплекса

Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной 0,2 м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ» полосой металлической фольги, укладывается на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

На участках пересечений газопроводов с подземными коммуникациями сигнальная лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения в соответствии с проектом.

Переходы подземного газопровода через автодороги предусмотрены открытым способом.

На магистральных улицах и с интенсивным движением принята прокладка трассы горизонтально-наклонным бурением с заключением в полиэтиленовый футляр, с укладкой газопровода внутри футляра на полиэтиленовые ложементы и установкой контрольной трубкой под ковер (27 переходов методом ГНБ диаметром футляров 140…450 мм длиной переходов 15…33 м).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

При пересечении газопровода с коммуникациями: водопровод, канализация, газопровод, если газопровод проложен ниже коммуникации, предусмотрены полиэтиленовые футляры, при прокладке выше коммуникации, футляр не предусмотрен.

При пересечении с тепловыми сетями газопровод прокладывается в футляре независимо от пересечения над или под тепловыми сетями.

При подземной прокладке газопровода в водонасыщенных грунтах принята прокладка газопровода, для балластировки, контейнерными утяжелителями типа КТ из НСМ по ТУ 102-589-91 в соответствии, с расчетом. Количество пригрузов определены по диаметрам с массой пригруза 50…400 кг, расстоянием между ними 1,94…3,30 м.

Для отключения подачи газа потребителю устанавливаются отключающие устройства:

на надземных газопроводах устанавливаются стальные задвижки типа 30с41нж PN =1,6 МПа Ду 100…500 мм Благовещенского арматурного завода,

на подземных газопроводах устанавливаются полиэтиленовые шаровые краны ПЭ 80 SDR 11 Д 315;225;160;110;90;63 ; с выводом узла управления под специальный ковер.

Границы участков и схема проведения испытаний определяются рабочей документацией.

Испытания производят при температуре трубы не ниже минус 15°С.

Предварительные испытания полиэтиленовых трубопроводов проводят перед укладкой при бестраншейных методах строительства и реконструкции. Испытания при этом проводить в течении 1 часа.

Окончательные испытания полиэтиленовых газопроводов на герметичность производят после полной засыпки (до проектной отметки) траншеи в соответствии требований СН РК 4.03-01-2011.

Блочный газорегуляторный пункт ГРПШ-16-2ВУ1

Блочный газорегуляторыей пункт предназначен для снижения давления с 0,6 МПа до 0,3 МПа.

В проекте принят пункт газорегуляторный блочный с рабочей и резервной линиями редуцирования на базе двух регуляторов РДП-200 Б.

Проектируемый блочный газорегуляторный пункт предназначен для снижения давления природного газа с 0,6 МПа до 0,3 МПа и поддержания давления с необходимой точностью, а также для учета расхода газа перед подачей потребителю, с охранной и пожарной сигнализацией, выпускаемый ОАО «Газаппарат» г.Саратов.

Блочный газорегуляторный пункт включает в себя узел редуцирования газа, состоящий из редуцирующих линий одинаковой производительности (основной + резервной) для обеспечения понижения давления природного газа до требуемого уровня на один выход. В качестве редукторов основной линии применены регуляторы давления РДП-200Б Российского производства, которые обеспечат автоматическую стабилизацию давления и расхода.

Блочный узел редуцирования включает предохранительные запорные клапаны с ручным взводом для обеспечения защиты системы трубной обвязки и оборудования, установленные до регуляторов давления, предохранительные клапаны на базе клапанов с пружинным затвором и возможностью ручного подрыва для обеспечения защиты системы трубной обвязки и оборудования, установленные после регулятора давления и выходного крана.

Сброс производится через сбросные свечи.

Измерительный комплекс СГ- ЭК включает систему измерения расхода с многодневной регистрацией, на базе турбинного счетчика с электронным корректором, установленного на газопроводе высокого давления. Порог чувствительности счетчика обеспечивает замер с точностью (+,-) 1%. Электронный корректор ЕК-260 объема газа предназначен для автоматического приведения измеренного счетчиком объема газа к стандартным условиям в зависимости от давления, температуры и степени сжатия.

Корректор используется вместе со счетчиком газа, имеющий низкочастотный выход. Корректор представляет собой электронный прибор, управляемый

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

микропроцессором, выполнен в едином металлическом корпусе и состоит из электронного блока, датчика абсолютного давления, датчика температуры - термометра сопротивления, 8-разрядного жидкокристаллического дисплея, пленочной клавиатуры и встроенного источника питания (две литиевые батареи со сроком эксплуатации 12 лет).

Газорегуляторный пункт блочный представляет собой отапливаемый металлический блок на рамной сварной конструкции, обшитой снаружи и внутри стальными металлическими листами, между которыми проложен теплоизолирующий несгораемый материал. Применение в ПГБ системы конвекторного отопления позволяет уйти от использования водяного контура и, соответственно, исключить его размораживание в зимний период, обеспечивая работоспособность аппаратуры в зимнее время.

Электроснабжение ПГБ не требуется, так как электронный корректор работает от встроенного источника питания.

В проекте принята установка ГРПШ-16-2ВУ1 - 1 шт.

Газорегуляторный пункт ГРПШ-ЗПГО-РДГ50-2В

Газорегуляторный пункт предназначен для снижения давления с 0,6 МПа до 0,3 МПа.

Пункт газорегуляторный ГРПШ с рабочей и резервной линией редуцирования на базе двух регуляторов РДГ50

Проектируемый газорегуляторный пункт предназначен для снижения давления природного газа с 0,6 МПа до 0,3 МПа и поддержания его с необходимой точностью, а также для учета расхода газа перед подачей потребителю с охранной и пожарной сигнализацией.

Газорегуляторный пункт включает в себя узел редуцирования газа, состоящий из редуцирующих линий одинаковой производительности (основной + резервной) для обеспечения понижения давления природного газа до требуемого уровня на один выход.

В качестве редукторов основной линии применены регуляторы давления РДГ50 Российского производства, которые обеспечат автоматическую стабилизацию давления и расхода.

Блочный узел редуцирования включает предохранительные запорные клапаны с ручным взводом для обеспечения защиты системы трубной обвязки и оборудования, установленные до регуляторов давления, предохранительные клапаны на базе клапанов с пружинным затвором и возможностью ручного подрыва для обеспечения защиты системы трубной обвязки и оборудования, установленные после регулятора давления и выходного крана. Сброс производится через сбросные свечи.

В проекте принята установка ГРПШ –ЗПГО-РДГ50-2В - 4шт.

Таблица №5

Техническая характеристика ГРПШ-ЗПГО-РДГ50-2В

№	Наименование параметра	Ед.изм	ГРПШ - ЗПГО-РДГ50-2В
1	Максимальное входное давление газа на входе	МПа	0,6
2	Диапазон выходного давления газа	кПа	1
3	Давление срабатывания ПЗК по превышению газа	МПа	0,66
4	Давление срабатывания ПЗК по понижению газа	кПа	0,54

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

5	Расход газа:min max максимальный	м³/час	4,0 1500 0,06 10,0
6	Рабочий диапазон температур	°С	-30 до +60
7	Падения давления не более	Па	200 при Q max
8	Веснетто	кг	193 26,0 36,0

Шкафной газорегуляторный пункт ГРПШ -10МС

ГРПШ-10МС предназначен для редуцирования высокого давления газа на низкое, автоматического поддержания выходного давления на заданном уровне независимо от изменений входного давления и расхода, прекращения подачи газа при аварийных понижениях или повышении выходного давления сверх допустимых заданных значений. Автоматическое выключение регулятора при превышении расхода более допустимых предельных значений или отсутствии входного давления. Используется для бытового газоснабжения индивидуальных потребителей многоэтажного сектора.

В проекте принята установка ГРПШ-10МС – 25 шт.

Таблица №6

Техническая характеристика ГРПШ-10МС, выпускаемых ЭНПО «Сигнал»

№	Наименование параметра	Ед.изм	ГРПШ -10МС-Н-1G6-Н-2G4
1	Максимальное входное давление газа на входе	МПа	0,6
2	Диапазон выходного давления газа	кПа	1
3	Давление срабатывания ПЗК по превышению газа	МПа	0,66
4	Давление срабатывания ПЗК по понижению газа	кПа	0,54
5	Расход газа:min max максимальный	м³/час	4,0 70,0 0,06 10,0 0,04 12,0
6	Рабочий диапазон температур	°С	-30 до +60
7	Падения давления не более	Па	200 при Q max
8	Вес нетто	кг	23,0 26,0 36,0

Индивидуальный шкафной газорегуляторный пункт -Н-1G4; -Н-1G6

Для снижения и регулирования давления газа в газораспределительной сети предусматриваются индивидуальные шкафные пункты (ШП), шкафные ГРП (ШРП), предназначенные для редуцирования среднего давления на требуемое, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийных повышении

или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистки от механических примесей газа, поставляемого по СТ РК 1666-2007.

Для реализации проекта приняты шкафные газорегуляторные пункты отечественного производства НПО «Нефтегазоборудование» Республика Казахстан г.Талгар А-Атинская область имеющие разрешение ГУ «Комитета по Государственному контролю за Чрезвычайными ситуациями и Промышленной безопасности» за № 19-05/10А-207 от 4 ноября 2010 года на выпуск пунктов газорегуляторных шкафных -Н-1G4; -Н-2G4; -Н-1G6; с узлами учета газа на базе счетчиков газа с предварительной оплатой за газ «GALLUS 2002» производство Франция.

Шкафной газорегуляторный пункт представляет собой стационарную установку в виде шкафа со встроенным счетчиком газа, регулятором давления серии RB1200, запорной арматурой и фильтром. предназначен выполнения нижеперечисленных функции:

редуцирование среднего давления газа на низкое;

автоматическое поддержание выходного давления на заданном уровне независимо от изменений входного давления;

прекращение подачи газа при аварийном повышении или понижении входного давления сверх допустимых заданных значений или при отсутствии входного давления;

учета расхода газа.

В проекте принят а установка индивидуальных шкафных пунктов – 6886 шт.

Таблица №7

Техническая характеристика индивидуальных шкафных пунктов –Н-1 выпускаемых ТОО «НПО Нефтегазоборудование»

№	Наименование параметра	Ед.изм	-Н-1G4	-Н-1G6	-Н-2G4
1	Максимальное входное давление газа на входе	МПа	0,5		
2	Диапазон выходного давления газа	кПа	1,8-2,9		
3	Давление срабатывания ПЗК по превышению газа	кПа	3,0-4,1		
4	Давление срабатывания ПЗК по понижению газа	кПа	0,8-2		
5	Расход газа:min max	м³/час	0,04 6,0	0,06 10,0	0,04 12,0
6	Рабочий диапазон температур	°С	-30 до +60		
7	Падения давления не более	Па	200 при Q max		
8	Вес нетто	кг	23,0	26,0	36,0

В ШГРП установлены счетчики «Gallus 2002» системы с предварительной оплатой TaleXus Vendor имеет метрологический модуль.

В конструкции счетчика предусмотрен запорный клапан и микропроцессорное устройство, которое обеспечивает функционирование счетчика в автоматизированном режиме от встроенной батарейки и дает возможность поставщику газа получать предоплату за поставляемый газ. Кредитование счетчика осуществляется с помощью специализированной микропроцессорной карточки — смарт-карты. Межповерочный интервал составляет — 10 лет.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Таблица № 8

Основные технические характеристики мембранных счетчиков «GALLUS 2002»

№	Типоразмер счетчика	Ед.изм.	G-1.6	G-2.5	G-4.0	G-6.0
1	Максимальный расход газа	м³/час	2,5	4,0	6,0	10,0
2	Номинальный расход газа	м³/час	1,6	2,5	4,0	6,0
3	Минимальный расход газа	м³/час	0,016	0,025	0,040	0,060
4	Порог чувствительности	м³/час	0,0032	0,005	0,008	0,012
5	Потеря давления при Qmax	Па	200 200			
6	Потеря давления при Qmin	Па	60 60 60			
7	Материал корпуса		сталь			
8	Температурный диапазон	°С	от -20 °С до +50 °С			
9	Вес счетчика	кг	2,3			2,7

Автоматизированная система управления технологическим процессом регулирования газоснабжения и коммерческого учета газа (АСКУГ)

Автоматизированная система коммерческого учета газа позволит оптимально решать возникающие задачи по созданию и управлению автоматизированной системой коммерческого учета газа для каждого структурного уровня производственного филиала АО «КазТрансГаз Аймак»:

аналитика, хранение, обработка и отображение данных, полученных от объектов учета и контроля (УУГ, измерительного оборудования, данных контроля состояний и т.п.);

поставка всех необходимых данных для систем расчета балансов и перетоков газа, ГИС (картография), автоматизированного контроля регламентных и ремонтных работ и т.п.;

автоматизация деятельности учетных, диспетчерских и метрологических отделов компании,

оперативное формирование отчетных форм и документов, включая пользовательские интерфейсы для формирования произвольных шаблонов;

«прозрачная» стыковка с ранее эксплуатирующимися в компании информационными системами, с реализацией функций экспорта/импорта данных;

организация информационного взаимодействия с потребителями данных коммерческого учета газа и других учетных систем.

В результате применения программной технологии «гибких компонентов» внедрение программного комплекса «СМУГ» выполняется параллельно с построением системы сбора данных и телеметрии путем простого включения новых объектов (УУГ и т.п.).

Архитектура системы АСКУГ

Иерархическая структура системы, с произвольным количеством уровней контрольных пунктов (КП) узлов учета газа (УУГ) - районный ДП – ДП - диспетчерский пункт Жамбылского производственного филиала (ЦДП) - Центральный диспетчерский пункт ЖПФ АО «КазТрансГаз Аймак» состоит:

стандартизация формата представления данных в АСКУГ- автоматическое формирование иерархической структуры имен сигналов/данных, путем добавления читаемых префиксов (аналогично DNS);

стандартизация всех видов передачи данных в системе на базе открытых протоколов OPC или IEC 60870-5-104 (ГОСТ МЭК-104) - максимально упрощающая интеграцию и использование в системе разнородного оборудования и программных комплексов (имеющегося и вновь подключаемого);

резервирование каналов обмена данными.

АСКУГ строится на базе коммуникационного шлюза (КШ), коммуникационного ПО и ПО верхнего уровня.

В этой структуре выделены три функциональных уровня:

уровень контрольных пунктов УУГ - «нижний уровень». На данном уровне происходит сбор технологических параметров, контроль текущего состояния измерительного комплекса, а также реализуется возможность управления технологическим оборудованием УУГ (автоматическое или по запросам с более верхних уровней иерархии);

уровень диспетчерских пунктов АО «КазТрансГаз Аймак» (ДП). На данном уровне осуществляется сбор, обработка и сохранение технологических данных, получаемых от КП, а также наблюдение над состоянием контролируемого оборудования крупных и средних потребителей. Также возможно частичное управление технологическими процессами КП крупных и средних потребителей;

центральный диспетчерский пункт (ЦДП) - «верхний уровень», реализация которого выполняется при объединении в единую систему АСКУГ диспетчерских пунктов региональных производственных филиалов АО «КазТрансГаз Аймак».

Состав программно-технического комплекса ПТК КШ:

ПТК КШ является распределенной масштабируемой системой, включающей в себя несколько уровней автоматизации сбора и обработки информации по учету газа.

Компонентный состав каждого уровня определяется категорией потребителя и требованиями ЖПФ АО «КазТрансГаз Аймак».

Компоненты полевого уровня:

расходомеры, датчики и исполнительные устройства;

компоненты измерительного комплекса «источники данных»;

счетчики газа (корректоры), хроматографы, внешние контроллеры телеметрии с модулями ввода вывода, анализаторы качества и т.п.

Компоненты «верхнего» уровня АСКУГ:

Пульт управления системы телеметрии;

коммуникационный сервер пульта управления СТМ.

коммуникационное ПО («SplitOPC»).

ПО «Администратор АСКУГ».

Автоматизированная система диспетчерского учета

Программный комплекс СМУГ(Система мониторинга и учета газа).

Таблица № 9

Компоненты «нижнего» уровня системы телеметрии

Коммуникационный шлюз КШ	основной компонент УУГ крупных потребителей
Коммуникационный шлюз КШ-М	основной компонент УУГ средних и малых потребителей
Коммуникационный шлюз КШ-Б	основной компонент УУГ бытовых потребителей
Коммуникационный шлюз КШ-Б-РК	основные компоненты УУГ компактно расположенных бытовых потребителей
Коммуникационный шлюз КШ-Б-РУ	основные компоненты УУГ компактно расположенных бытовых потребителей

Узел учета газа УУГ

Потребители газа в рамках АСКУГ разделяются на три основные категории:

крупные потребители - объекты высокой важности, требующие отказоустойчивого обмена данными в реальном времени и имеющие широкий спектр технологического оборудования (хроматографы, датчики влажности, корректоры и др.), протоколов и средств сбора, передачи и хранения данных.

средние и малые потребители - объекты, выполняющие сбор данных от двух вычислителей газа, аналоговых и дискретных датчиков, с поддержкой автономного электропитания и прозрачного доступа имеющихся АСУП Потребителя к оборудованию измерительного комплекса.

Бытовые потребители - объекты малого потребления, требующие получения архивных (суточных, месячных) данных от бытовых счетчиков газа. Выполняется передача данных на верхний уровень по расписанию с возможностью локального хранения архивов. Масштабируемость системы позволяет, соответственно каждой категории потребителей, использовать различные варианты построения

Коммуникационный шлюз - основной компонент объектов данного уровня. Позволяет строить иерархические, территориально распределенные системы сбора и передачи данных.

Варианты исполнения:

в виде отдельного устройства - на крупных объектах с большим количеством дополнительного оборудования и/или с ранее установленными системами телеметрии.

в виде устройства, совмещенного с контроллером телемеханики - на крупных объектах со средним или небольшим количеством дополнительного оборудования и передаваемых данных.

Особенности аппаратной платформы КШ

Вычислительное ядро: форм-фактор PC-104, x86 процессор, с режимом энергосбережения.

Работа в трех диапазонных GSM/GPRS сетях (EGSM 900 МГц, DCS 1800 МГц, PCS 1900 МГц).

Часы реального времени.

До 48 гальванически изолированных коммуникационных интерфейсов (RS-232, RS-485), с защитой от статического разряда и перенапряжения.

Встроенный интерфейс Ethernet (10/100Base-T, до 2-х каналов).

Резервированные источники внешнего питания, встроенный ИБП.

Степень защиты корпуса IP65.

Два варианта исполнения - для диапазонов рабочих температур от 0°С до +60°С и от -40°С до +85°С.

Основные характеристики КШ:

использование всех видов каналов обмена данными - GSM/GPRS, Ethernet, xDSL, SAT, ССОП;

встроенные OPC-серверы/МЭК-серверы для обмена данными с контроллерами, счетчиками газа, расходомерами, хроматографами, другим оборудованием. Прямая поддержка протоколов производителей корректоров;

реализация «сквозного» канала передачи данных в систему Потребителя, что позволит организовать «прозрачный» доступ имеющихся АСУП Потребителя к оборудованию измерительного комплекса;

обеспечение устойчивой передачи в реальном времени большого количества (не менее 300 000) сигналов;

обеспечение формирования иерархической многоуровневой упорядоченной структуры имен сигналов;

отсутствие необходимости программирования на объекте, минимальные требования к конфигурированию, поддержка удаленного экспорта конфигураций;

полная поддержка протоколов: OPC, МЭК 60870-5-101/104, Modbus (ASCII/RTU/TCP);

возможность синхронизации времени как по собственному GPS-приемнику), так и от систем верхнего уровня по каналам GSM/GPRS;

использование резервных каналов связи с автоматическим переключением с основного канала на резервный и обратно;

использование промышленных контроллеров ТМ с базовым набором входов - выходов, позволяющим решить большинство задач сбора данных с нижнего «полевого» уровня УУГ;

встроенная таблица псевдонимов (позволяющая подключать к системе сбора данных ранее установленное оборудование по принципу «plug-and-play»);

встроенная поддержка GSM/GPRS модемов с реализацией функции аппаратного перезапуска модема;

встроенный механизм шифрования передаваемых данных (согласно ГОСТ 28147-89);

поддержка режима ретрансляции данных;

устойчивая работа на низкоскоростных каналах связи (GSM/GPRS), в различных сегментах LAN (WAN), поддержка динамической маршрутизации, множественных соединений;

возможность реализации функций удаленного управления объектами УУГ.

Коммуникационный шлюз считывает данные с корректора через гальванически изолированный интерфейс RS-232/485, Ethernet. Кроме этого, КШ позволяет измерять перепад давления на счетчике (контроль загрязненности счетчика), температуру в помещении, следит за наличием питания, за доступом в КШ и т.п.

Для передачи данных в ДП КШ использует два GSM/GPRS-модема, которые в свою очередь обеспечивают беспроводную резервируемую (на уровне операторов) связь.

Резервирование каналов связи обеспечивается встроенной программной поддержкой автоматического переключения между основным и резервным модемом. Эта ключевая особенность КШ позволяет обеспечить надежную связь УУГ с ДП Газовой Компании.

В состав сборудования КШ включен источник бесперебойного электропитания и аккумуляторная батарея, обеспечивающие бесперебойную работу КШ при отсутствии внешнего электропитания на период времени до 4 часов.

При необходимости КШ комплектуется барьерами искрозащиты.

Все оборудование КШ размещается в шкафу повышенной защищенности IP65.

УУГ средних и малых потребителей на базе КШ-М

Коммуникационный шлюз «КШ-М» - основной компонент систем данного уровня, устанавливается на узлах учета ресурсов средних и малых потребителей.

Возможные варианты исполнения:

КШ-М-03: В герметичном пластиковом корпусе (степень защиты IP54);

КШ-М-04: Во взрывозащищенном исполнении - для установки во взрывоопасных зонах, тип исполнения - взрывонепроницаемая оболочка 1ExdIIT6

Основные характеристики КШ-М

Поддержка сбора данных на узле учета газа (УУГ) по протоколам: МЭК 60870-5-101, Modbus RTU/ASCII/TCP), либо собственным протоколам производителей корректоров.

Обмен данными с системами верхнего уровня по каналу связи GSM/ GPRS по протоколу МЭК 60870-5-104.

Аппаратный «сквозной» канал, обеспечивающий прозрачный доступ АСУ Потребителя к измерительным системам УУГ.

Передача на верхний уровень технологических параметров УУГ и архивов событий, а также системных параметров КШ-М, данных встроенного комплекса телеметрии и сигналов с дискретных датчиков (например, от датчика открытия дверцы).

Возможность синхронизации времени по каналу GSM/GPRS от систем верхнего уровня.

Ведение локального архива.

Коммуникационный шлюз считывает данные с корректора через интерфейс RS-232. Кроме этого, КШ-М позволяет измерять перепад давления на счетчике (контроль загрязненности счетчика), температуру в помещении, следит за наличием питания, за доступом в КШ-М и т.п.

УУГ бытовых потребителей на базе КШ-Б

Для варианта построения АСКУГ для отдельно расположенных бытовых потребителей газа основным компонентом системы является коммуникационный шлюз бытовой «КШ-Б».

КШ-Б устанавливается на объектах с малым потреблением (расходом) ресурсов, и обеспечивает сбор, хранение и передачу данных, полученных от бытовых счетчиков с импульсным выходом. Связь с верхним уровнем осуществляется по каналу GPRS.

Основные функции КШ-Б:

сбор данных по расходу газа от бытовых счетчиков;

регистрация ситуации нарушения целостности проводного соединения со счетчиком газа;

локальное ведение архива;

передача по заданному расписанию текущих и архивных данных на уровень РГК по GSM/GPRS каналу;

возможность инициативного выхода на связь в случае возникновения нештатных ситуаций (открытие КП и т.п.);

возможность автономной работы от аккумуляторных батарей (до 5 лет, при сборе показаний 1 раз в сутки);

возможность подключения любых типов бытовых счетчиков газа, имеющих импульсный выход;

возможность синхронизации времени по каналу GSM/GPRS от систем верхнего уровня.

Технологическая связь

В качестве основных технологий передачи данных доступных в сети GSM, использование которых возможно для передачи различного рода технологических данных, можно выделить:

передачи данных по стандартному каналу - CSD (Circuit Switch Data);

GPRS (General Packet Radio Service)/EDGE (Enhanced Data Rates for the GSM Evolution) - технологии передачи данных с коммутацией пакетов.

Скорость передачи данных при использовании CSD соединения (передача данных по стандартному каналу) составляет 9600 бит/с. Данная скорость не зависит от загруженности сети в определенном месте в определённый момент времени, так как информация передается по одному выделенному и закрепленному за CSD соединением радиоканалу. Эта особенность отличает технологию CSD от пакетной передачи данных на базе GPRS/EDGE. Кроме того, выделенное использование радиоканала при CSD соединении в ряде случаев позволяет достичь увеличения стабильности передачи данных за счёт исключения конкурирующего использования радио ресурсов, применяемого в пакетной передаче данных на базе технологий GPRS/EDGE.

Автоматизированная система диспетчерского учета ПК СМУГ

Автоматизированная система диспетчерского учета позволяет решать задачи «прикладного» уровня АСКУГ. В рамках создания АСДУ предлагается внедрение программного комплекса «Системы мониторинга и учета газа (ПК СМУГ)».

Это позволит оптимально решать возникающие задачи по созданию и управлению автоматизированной системой коммерческого учета газа для каждого структурного уровня компании.

Внедрение АСКУГ позволит оперативно готовить различную статистическую и отчетную информацию, что значительно сократит трудозатраты диспетчеров, экономистов, управленческого персонала и повысит качество отчетных и статистических материалов.

Внедрение АСКУГ позволит проводить более детальный анализ и как следствие повысить достоверность составления прогнозов и планов. Более достоверные планы позволят избежать недополучения прибыли от не реализованного газа и повысить качество поставок газа., повышение управляемости ЖПФ АО «КазТрансГаз Аймак».

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Внедрение АСКУГ позволит повысить контроль подготовки документов по закрытию объемов, повысит их качество за счет автоматизации процессов подготовки и контроля сроков их согласования и утверждения.

Таблица № 10

Основные показатели

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество
1	Газоснабжение (потребление)	млн. $нм^3$/год	60,333
2	Протяженность, газораспределительных сетей	км	261,971

6.2.2 Конструктивные решения

В соответствии принятых технологических решений, разделом АС предусмотрено строительство опор и фундаментов при установке пунктов газорегуляторных шкафных типов ШГРП, ГРПШ-3ПГО-РДУ32-2Н, ГРПШ-3ПГО-РДГ50-2В, ГРПШ-16-2ВУ1 и строительство ограждения для площадок с размещением ГРПШ-3ПГО-РДУ32-2Н, ГРПШ-3ПГО-РДГ50-2В, ГРПШ-16-2ВУ1.

Установка ШРГП принята на четыре стоечных опоры, выполняемых из трубы диаметром 57х3 мм по ГОСТ 8732-78*, анкеровочные стержни – из арматуры диаметром 10 мм по ГОСТ 5781-82*.Отметка заложения фундаментов от уровня поверхности земли – минус 0,8 м, отметка верха – 0,15 м, габариты сечения фундамента – 0,3х0,3 м. Фундамент - бетон класса В15 на сульфатостойком портландцементе, марок по водонепроницаемости W4, морозостойкости F100.

Установка ГРПШ-3ПГО-РДУ32-2Н, ГРПШ-3ПГО-РДГ50-2Впринята на плитные фундаменты габаритами 500х1000х450(h) мм (2 шт.), для ГРПШ-16-2ВУ1 габариты плитных фундаментов - 500х1680х450(h) мм (2 шт.).В основании плитных фундаментов предусмотрена подушка из уплотненного щебня толщиной 500 мм с проливкой битумом до полного насыщения. Фундамент выполняется из бетона класса В15 на сульфатостойком портландцементе, марки по водонепроницаемости W6, морозостойкости F100. Фундаментная плита в нижней части армируется сеткой 3Вр1-100/3Вр1-100. Крепление шкафных газорегуляторных пунктов на фундамент выполняется через закладные детали.

Ограждение площадок принято сетчатыми металлическими панелями с калиткой высотой 2,0 м индивидуального изготовления на металлических опорах. Фундаменты под опоры – монолитные столбчатые бетонные из бетона класса В15, марок по водонепроницаемости W6, морозостойкости F100.Отметка заложения фундаментов от уровня поверхности земли – минус 1,4 м, отметка верха – 0,10 м, габариты сечения фундамента – 0,55х0,55 м.

Антикоррозийная защита

Поверхности стальных конструкций покрываются двумя слоями эмали ПФ-133 по двум слоям грунтовки ГФ-021.

Фундаменты выполняются из бетона класса В15 на сульфатостойком портландцементе, марок по водонепроницаемости W4, W6, морозостойкости F100. Боковые поверхности фундаментов покрываются горячим битумом. Подготовка под фундаменты – щебеночная с проливкой битумом до полного насыщения.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожарных ситуаций

Аварийные ситуации могут возникнуть в ряде случаев, как нарушение механической целостности отдельных агрегатов, механизмов, установок, аппаратов,

МЕМОРАНДАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

сосудов и трубопроводов, при возгорании протечек горючих жидкостей, взрывах и возгораниях утечек газа и т.п.

Особое внимание при этом уделено выполнению правил эксплуатации строительных механизмов, установленных вблизи откосов и зон возможного обрушения грунта, устройству ограждений опасных мест, выполнению электрозащитных устройств оборудования и механизмов, работающих на электрической энергии.

При бестраншейной прокладке полиэтиленовых труб методом наклонно-направленным бурением место размещения установки оградить. Расстояние между ограждения и установкой ГНБ должно не менее 1,5 метра. Рабочий и приемный котлованы должны иметь предупредительные надписи и знаки, в ночное время - сигнальные огни. Разрабатываемые траншеи должны иметь сигнальное ограждение.

Компоновка основного и вспомогательного оборудования обеспечивает возможность свободного прохода людей при его обслуживании или эвакуации;

расположение арматуры на трубопроводах предусматривается в местах удобных для управления, технического обслуживания и ремонта;

Выбор материалов и типоразмеров трубопроводов производится в соответствии с параметрами транспортируемых сред. Трубопроводы рассчитаны на прочность и самокомпенсацию;

Техническое обслуживание основного и вспомогательного оборудования осуществляется с помощью передвижных грузоподъемных механизмов;

Все сооружения запроектированы с учетом требований по взрыво- и пожаробезопасности.

6.4 Охрана окружающей среды

Раздел охраны окружающей среды выполнен в целях определения экологических и иных последствий вариантов принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработки рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Основными веществами, загрязняющими атмосферу в период строительства, будут вещества, выделяемые при работе двигателей строительной техники и транспорта, сварочных работах, а также пыль, образуемая при их движении и при осуществлении земляных работ.

Спецтехника и автотранспорт, задействованный при строительстве, будут работать на дизельном топливе и бензине, являются передвижными источниками загрязнения неорганизованных выбросов. Выбросы от автотранспорта несут кратковременный характер.

В период строительства источников выбросов – 6, в том числе 16 наименований загрязняющих веществ.

В период проведения строительно-монтажных работ максимальный выброс вредных веществ составляет – 14,693 г/с.

Валовый выброс вредных веществ составляет 12,210 т/год.

При эксплуатации загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения легких фракций углеводородов через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры. Источники выбросов вредных веществ являются неорганизованного типа (крановые площадки во время работы), от технологического оборудования – организованного типа (свеча продувочная).

Источников выделения загрязняющих веществ – 7, в том числе 8 наименований вредных веществ.

Максимальный выброс вредных веществ в период эксплуатации составляет – 6,064 г/с.

Валовый выброс вредных веществ составляет 0,067 т/год.

Аварийные выбросы возможны при потерях газа через свищи на линейной части трубопроводов в случае нарушения его герметичности при механических повреждениях или нарушения графика контроля за техническим состоянием и нарушений проекта производства работ.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению № 1021 от 29.08.2014 года, выданному выданное Таразским городским управлением по защите прав потребителей Департамента по защите прав потребителей Жамбылской области», размер санитарно-защитной зоны на период строительства не устанавливается.

В период строительства вода используется на технические нужды – 1,1188 тыс. м^3, на питьевые нужды - 0,01728 тыс. м^3 - привозная. Хранение в емкости.

Сброс стоков – в водонепроницаемый выгреб 0,01728 тыс. м^3 с дальнейшим вывозом спецтехникой на очистные сооружения.

Отрицательного влияния на поверхностные и подземные воды не ожидается.

Для предупреждения вредного воздействия на растительный и животный миры предусмотрены мероприятия: движение транспорта только по имеющимся и отведенным дорогам, сохранение растительности в местах, не занятых производством, соблюдение границ рабочих участков.

При эксплуатации трубопроводов и технологического оборудования могут образовываться следующие виды отходов: шлам от зачистки оборудования, замазученный грунт, упаковочная древесная тара, твердые бытовые отходы, обтирочный материал, загрязненный нефтепродуктами, сальниковые набивки, отходы краски, огарки электродов, отработанные аккумуляторы, отработанные масла, отработанные автошины.

Утилизация отходов производства осуществляется по следующей схеме: твердые отходы складируются на площадке временного хранения отходов.

Общее количество отходов составит в период строительства – 11,140 т.

В период строительства и эксплуатации объектов основной производственный шум и вибрацию создают не стационарные источники: автомобили и оборудование.

Мероприятия по обеспечению акустического комфорта разрабатывают в следующих направлениях: снижение шума в источнике, снижение вибрационного шума на пути его распространения от источника, применение оборудования с характеристиками, не превышающими предельно допустимые уровни.

Согласно заключению государственной экологической экспертизы № KZ01VDC00026631 от 12.09.2014 года государственной экологической экспертизы, выданное Департаментом экологии по Жамбылской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан при соблюдении всех требований проведения работ, объект не нарушит существующего экологического равновесия, позволит снизить до минимума негативное воздействие на природную среду, рационально использовать природные ресурсы региона.

6.5 Организация строительства

Раздел «Организация строительства» разработан на основании рабочих чертежей, в соответствии с требованиями СН РК 1.03-00-2011 "Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений".

Нормативная продолжительность строительства определена согласно СНиП РК 1.04.03-2008, часть 1,2 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» часть III- «Организация жилищно-гражданского строительства» и составляет 8 месяцев, в том числе 1,5 месяца подготовительный период.

На основании письма № 08-03/1321 от 25.08.2014 года ТОО «КазТрансГазАймак» «Отдел архитектуры, градостроительства и строительства акимата Жуалынского района Жамбылской области» начало строительства в 2015 году.

6.6 Сметная документация

При составлении сметной документации приняты:

Сметная документация составлена в соответствии с СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» и СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» на основании сборников сметных норм и

расценок и принятых проектных решений.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 5.2) по выпуску сметной документации в ценах 2001 года.

Сметная стоимость строительства в сметной документации определена базисно-индексным методом, который основан на использовании текущих индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном уровне цен 2001 года и согласно пунктов 2.1 и 5.1 СН РК 8.02-02-2002 служит ориентиром (в качестве максимальной цены) при определении закупа подрядных строительных услуг заказчиком.

При составлении смет использованы:

- сборники сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002), с учетом изменения и дополнения выпуски 1-14;
- сборники сметных норм и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-11;
- сборники расценок на монтаж оборудования (СН РК 8.02-06-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-10;
- сборники сметных норм и затрат на оборудование и инвентарь (СН РК 8.02-13-2004);
- сборники сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин (СН РК 8.02-03-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-14;
- сборники сметных цен на перевозку грузов для строительства (СН РК 8.02-05-2002)
- перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденные заказчиком (администратором бюджетной программы) от 13 июля 2011 года, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-2011, пунктам 4.3.5 и 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002.

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

- накладные расходы на строительные, монтажные и специальные строительные работы по приложению №1 к СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан»;
- ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 6% (СН РК 8.02-02-2002);
- средства на временные здания и сооружения (СН РК 8.02-09-2002);
- дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время, по НДЗ-2001 (СН РК 8.02-07-2002) с учетом изменений и дополнений выпуск 2;
- затраты на дополнительные отпуска и выслугу лет по (СН РК 8.02-02-2002);

В соответствии с Постановлением Правительства от 11 сентября 2007 года №791 переход к текущей и прогнозной сметной (расчетной) стоимости строительства от базовых цен 2001 года выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя на период 2013-2014 годов согласно изменениям и дополнениям в Законе "О республиканском бюджете на 2012-2014 годы" от 24 ноября 2011 года №496-IV, на период 2014-2017 годов через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного по протоколу №8 заседания РБК от 4 апреля 2012 года.

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

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от расчетной стоимости строительства в текущих ценах с учетом налогов и обязательных платежей.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка проектных решений

В соответствии с п. 4 постановления Правительства РК от 23 октября 2009 года №1656 «Об утверждении правил отнесения зданий и сооружений к технически сложным объектам» разработчиком проекта установлен II (нормальный) уровень ответственности.

Рабочий проект разработан в соответствии с требованиями задания на проектирование.

Состав и комплектность рабочего проекта соответствуют требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и

состав проектной документации на строительство», СН РК 4.03-01-2011 «Газораспределительные системы».

Исходные данные и материалы инженерных изысканий содержат все необходимые данные для разработки рабочего проекта.

Конструктивные решения не противоречат требованиям строительного проектирования.

Исходные данные содержат все необходимые данные для разработки проекта, материалы инженерных изысканий даны в полном объеме.

Проектные решения соответствуют техническим условиям.

Содержание и состав сметной документации не противоречат требованиям СН РК 8.02-02-2002 "Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан".

В рабочем проекте, согласно имеющимся возможностям, применены импортозамещающие местные строительные материалы и изделия, а также продукция, изготавливаемая на предприятиях Республики Казахстан.

Принятые решения с учетом внесения изменений по п. 7.2 соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической, противопожарной, производственной безопасности.

7.2 Дополнения по исходно-разрешительным документам и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечанием и предложениям филиала РГП «Госэкспертиза» по Жамбылской области в рабочий проект внесены следующие изменения и дополнения:

Технологические решения

1. Откорректирована ситуационная схема газораспределительных сетей с указанием точки подключения, установки газорегуляторных пунктов.
2. Определены границы по улицам объектов 4-го пускового комплекса.
3. Указаны массы утяжелителей, расстояние между контейнерами.
4. Определены количество проходок методом ГНБ с указанием диаметров, длин участков.
5. В объемы заложены разбор и восстановление дорожных покрытий.

Конструктивные решения

Том 2. Общая пояснительная записка.

1. Л.8. Подраздел «Защита железобетонных конструкций» - откорректирован в соответствие принятым проектным решениям тип бетона для первичной защиты подземных конструкций с учетом степени агрессивных свойств грунтов и грунтовой воды.

Том 4

2. Состав альбома приведен в соответствие принимаемым проектным решениям и типам газорегуляторных пунктов шкафных. Откорректированы спецификации к чертежам фундаментов, ограждений.

Сметная документация

1. Представлены прайс-листы на материалы и оборудование, согласованные заказчиком.
2. Затраты на экспертизу проектно-сметной документации приняты согласно «Расценкам...», утвержденным приказом № 36 от 26.04.2006 РГП Госэкспертиза.
3. Стоимость материалов принята в соответствии с п. 4.3.5 с СН РК 8.02-02-2002 и письмом № 45 от 14.02.2011 г Агентства РК по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, стоимость оборудования - п. 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002С.
4. Стоимость материалов и оборудования, принимаемых по прайс-листам, пересчитана в базовые цены 2001 года.

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

5. Затраты на содержание технадзора приняты в соответствии приказа Председателя Агентства РК по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства (Приложение №170 от 02.05.2012 года).
6. Откорректированы объемы работ после корректировки рабочего проекта.

Таблица № 11

Основные технико-экономические показатели по рабочему проекту

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Примечание + увеличение - снижение
			заявленные по проекту	рекомендуемые к утверждению	
1	2	3	4	5	6
1	Газоснабжение (потребление)	млн. $нм^3$/год	60,333	60,333	-
2	Протяженность газораспределительных сетей	км	261,845	261,971	+0,126
3	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года; в том числе: СМР, оборудование прочие.	млн. тенге	1534,932 1063,128 457,092 14,712	1486,184 1014,066 458,085 14,033	-48,748 -49,062 +0,993 -0,679
4	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2014-2015 г.г.; в том числе: СМР, оборудование, прочие.	млн. тенге	4779,219 2718,863 1168,977 891,379	4637,667 2593,392 1171,515 872,760	-141,552 -125,471 +2,538 -18,619
	Из них: в ценах 2014 г., в ценах 2015 г.,	млн. тенге		245,619 4392,048	
5	Удельный показатель стоимости 1 км газопровода	млн. тенге		17,711	
6	Продолжительность строительства	мес.	8	8	-

Примечание: снижение сметной стоимости произошло в результате корректировки рабочего проекта по замечаниям филиала РГП «Госэкспертиза» по Жамбылской области.

8. ВЫВОДЫ

1. С учётом внесённых по замечаниям и предложениям экспертизы изменений и дополнений рабочий проект «Модернизация газораспределительных сетей г. Тараз. 1-я очередь, 4-й пусковой комплекс» соответствует требованиям законодательных актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется к

МЕМОРАНДАМ • ГОСЭКСПЕРТИЗА

утверждению в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

газоснабжение (потребление), млн. м^3/год	- 60,333;
протяженность газораспределительных сетей, км	- 261,971;
сметная стоимость строительства	
базовых ценах 2001 г., млн.тенге	- 1486,184;
в том числе:	
СМР, млн. тенге	- 1014,066;
оборудование, млн. тенге	- 458,085;
прочие, млн. тенге	- 14,033;
сметная стоимость строительства	
в текущих и прогнозных 2014-2015 г.г. ценах, млн тенге	- 4637,667 ;
в том числе:	
СМР, млн. тенге	- 2593,392;
оборудование, млн. тенге	- 1171,515;
прочие, млн. тенге	- 872,760;
удельный показатель стоимости 1 км газопровода, млн. тенге	- 17,711
продолжительность строительства, мес.	- 8,0.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована, заключенному с ТОО «КАТЭК», в соответствии с условиями договора от 18.09.2014 года № 08-0335.

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

4. До начала производства работ рабочий проект подлежит утверждению в установленном порядке в течение 3 месяцев.

5.Заказчику во исполнение пункта 5 Протокольного решения заседания Правительства Республики Казахстан от 2 февраля 2010 года №17-56/005-1686, 05-12 при строительстве максимально использовать оборудование, строительные материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8. ТҰЖЫРЫМ

1. «Тараз қаласындағы газды тарату желілерін жаңарту. 1-кезек. 4-ші іске қосу кешені» жұмыс жобасы сараптаманың ескертпелері мен ұсыныстары бойынша енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып Қазақстан Республикасында қолданылатын заң актілері мен мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келетіндіктен төмендегі техникалық-экономикалық көрсеткіштермен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсыныс жасаймыз:

өндіру қуаты, млн. м^3/жыл	- 60,333;
газ құбырының жалпы ұзындығы, ш	- 261,971;
2001 жылғы базалық бағадағы сметалық құны, млн.теңге	- 1486,184;
оның ішінде:	
ҚМЖ, млн теңге	- 1014,066;
жабдықтар, млн. теңге	- 458,085;
тағы басқалары, млн. теңге	- 14,033 ;
2014-2015 ж. ағымдағы және	
болжамды бағалардағы құрылыстың	
сметалық құны, барлығы, млн.теңге	- 4637,667;
оның ішінде:	
ҚМЖ, млн теңге	- 2593,392;
жабдықтар, млн. теңге	- 1171,515;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

тағы басқалары, млн. теңге - 872,760 ;
1шм газқұбыры құнының үлесті көрсеткіші, млн. теңге - 17,711;
құрылыстың ұзақтығы, ай - 8,0

2. Осы сараптамалық қорытынды № 08-0335 от 18.09.2014 ж. шарт талабына сәйкес, растығы ЖШС «КАТЭК», кепілдендірілген бастапқы деректер мен тапсырысшымен бекітілген жобалауға арналған материалдар негізінде берілді.

3.Бекітуге және өндіріске ұсынылу кезінде жұмыс жобасының осы сараптама қорытындысына сәйкестігі тексеріледі.

4. Құрылыс жұмыстары басталмас бұрын жұмыс жобасы 3 ай ішінде белгіленген тәртіппен бекітілуі тиіс.

5. Қазақстан Республикасы Үкімет отырысының 2010 жылғы 2 ақпандағы № 17-56/005-1689, 05-12 хаттамалық шешімінің 5 тармағын орындау үшін тапсырысшы құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, құрылыс материалдары мен құрастырмаларын кеңінен пайдалансын.

Директордың орынбасары Ж. Умралиев

Бөлім басшысы Ю. Цхай

Сарапшылар тобының басшысы Л. Бородина

Топ басшысы Г. Найденова

Сарапшылар Ж. Сыдык

В. Ефремова

Э. Цой

Ксерокөшірмесі жарамсыз