Бекітемін
"Мемсараптама" РМК
Бас директордың бірінші орынбасары
Е.К. Төрәлиев

«Тараз қаласының газ тарату желісін жаңарту» II кезек, бірінші іске қосу кешені»
жұмыс жобасы бойынша
28.02.2017 ж. № 01-0095/17

(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«ҚазТрансГазАймақ» АҚ
Жамбыл өндірістік филиалы,
Тараз қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«КАТЭК» ЖШС,
Алматы қаласы

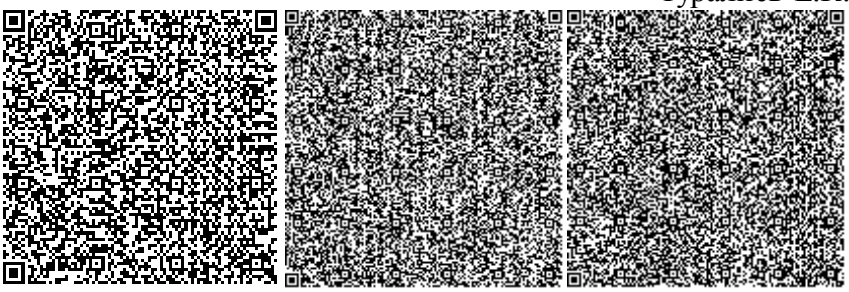
Астана қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Тараз қаласының газ тарату желісін жаңарту» II кезек, бірінші іске қосу кешені» жұмыс жобасы бойынша осы сараптама қорытындысы «Мемсараптама» РМК-мен берілді.

«Мемсараптама» РМК-ның рұқсатынсыз осы сараптама қорытындысын толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

Утверждаю
Первый заместитель генерального директора
РГП "Госэкспертиза"
Туралиев Е.К.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

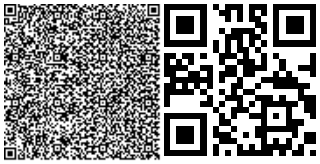
№ 01-0095/17 от 28.02.2017 г.
(положительное)

по рабочему проекту
«Модернизация газораспределительной сети города Тараз»
II очередь, первый пусковой комплекс»

ЗАКАЗЧИК:
Жамбылский производственный филиал
АО «ҚазТрансГаз Аймақ»,
г. Тараз

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «КАТЭК»,
г. Алматы

г. Астана



ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по рабочему проекту «**Модернизация газораспределительной сети города Тараз» II очередь, первый пусковой комплекс»** выдано РГП «Госэкспертиза».

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения РГП «Госэкспертиза».

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Модернизация газораспределительной сети города Тараз» II очередь, первый пусковой комплекс».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 21 декабря 2016 года № 01-0605.

Ранее РГП «Госэкспертиза» выданы заключения:

на проект «Модернизация газораспределительной сети г. Тараз» (I-ый пусковой комплекс, I-ая очередь)» от 23 февраля 2012 года № 01-0084/12;

на рабочий проект «Модернизация газораспределительной сети г. Тараз» (2-ой пусковой комплекс I-ая очередь) от 24 декабря 2012 года № 01-886/12;

на рабочий проект «Модернизация газораспределительных сетей в г. Тараз». 1-я очередь, 3-й пусковой комплекс» от 26 декабря 2013 года № 01-1033/13.

Филиалом РГП «Госэкспертиза» по Жамбылской области выданы заключеня:

на рабочий проект «Модернизация газораспределительных сетей в г. Тараз». 1-я очередь, 4-ый пусковой комплекс» от 3 ноября 2014 года № 08-0259/14;

на рабочий проект «Модернизация газораспределительных сетей в г. Тараз». 1-я очередь, 5-ый пусковой комплекс» от 27 ноября 2015 года № 08-0359/15.

2. ЗАКАЗЧИК: Жамбылский производственный филиал АО «ҚазТрансГаз Аймақ», г. Тараз.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «КАТЭК», г. Алматы (государственная лицензия № 001227, выданная Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан от 25 мая 2000 года, приложения к лицензии от 28 мая 2012 года, от 25 января 2013 года, от 22 ноября 2013 года, I категория).

ГИП – Касымов А. Х. (приказ от 4 июня 2016 года № 178/1).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции АО «ҚазТрансГаз Аймақ».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на проектирование, утвержденное заказчиком от 3 июня 2016 года № 0976-2/316-16R;

постановление акима города Тараз о разрешении на модернизацию газораспределительной системы II-очереди 1 пускового комплекса от 15 августа 2016 года № 550;

инвестиционная программа Жамбылского производственного филиала АО «ҚазТрансГаз Аймақ» на 2016-2020 годы;

программа по развитию нефтегазового сектора в Республике Казахстан на 2010-2014 годы, утвержденная постановлением Правительства Республики Казахстан от 18 октября 2010 года № 1072;

технико-экономическое обоснование «Модернизация газораспределительной сети города Тараз» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 17 февраля 2011 года № 01-036/11);

архитектурно-планировочное задание, выданное ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства акимата города Тараз» от 22 августа 2016 года № KZ38VUA00008901;

дефектный акт от 17 июня 2016 года на замену оборудования газорегуляторного пункта по ул. Байзак батыра № 203 в г. Тараз;

дефектный акт от 11 июля 2016 года на замерный узел «Трудовая»;

письмо АО «ҚазТрансГаз Аймақ» от 17 февраля 2017 года № 02-6-0394, о том, что демонтаж существующих стальных газопроводов не предусмотрен.

Технические условия:

АО «ҚазТрансГаз Аймақ» от 16 июня 2016 года № 1963 на проектирование 1-го пускового комплекса II очереди «Модернизации газораспределительной сети г. Тараз»;

КГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства, пассажирского транспорта и автомобильных дорог акимата города Тараз» от 2 августа 2016 года № 14-3136 на пересечение газопроводов с каналами;

ТОО «ЖЭС» от 20 января 2015 года № 22-27-15 на электроснабжение замерного узла.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

РГУ «Таразское городское управление по защите прав потребителей Департамента по защите прав потребителей Жамбылской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан» - письмо от 6 декабря 2016 года № ses/H123-3/00181/3 о том, что рабочий проект не входит в перечень эпидемически значимых объектов, подлежащих государственному санитарно-эпидемиологическому контролю и надзору, санитарно-эпидемиологическое заключение не требуется;

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области» – заключение государственной экологической экспертизы от 27 января 2017 года № Н3-0023/17;

КГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства акимата Жамбылской области» – согласование рабочего проекта от 28 октября 2016 года № В-243;

В августе 2016 года рабочий проект согласован:

КНБ Жамбылской области;

ГКП Жамбыл-Жылу;

АО «Казахтелеком»;

ЦЛКС-116 ТУСМ-11;

ТОО «ВолсПроект Строй»;

ТОО «ЖЭС» ТГЭС;

ТОО «Таразтрансэнерго»;

ТОО «Автотранс сигнал-2»;

ГКП «Тараз Су»;

Отдел УТС ДВД Жамбылской области;

Городской отдел «ЖКХ»;

Городская Архитектура.

5.3 Перечень документации, предоставленный на экспертизу

Том 2. Паспорт проекта. Общая пояснительная записка.

Том 2.1.1. Наружный газопровод. Графическая часть.

Том 2.1.2. Наружный газопровод. Графическая часть.

Том 2.1.3. Наружный газопровод. Графическая часть.
Том 2.1.1. Наружный газопровод. Графическая часть.
Том 2.1.5. Наружный газопровод. Графическая часть.
Том 4. Технологическая часть.
Том 5. Электроснабжение.
Том 6. Силовое оборудование. Молниезащита.
Том 7. Видеонаблюдение. Пожарная сигнализация.
Том 8. Книга 1-5. Сметная документация.

Отчёт об инженерно-геологических изысканиях, выполненный проектно-исследовательской компанией ТОО «КАТЭК» в апреле 2016 года.

Перечень оборудования, материалов, изделий с приложенным основным и альтернативным вариантом прайс-листов и ценовых предложений, утвержденный заказчиком от 24 февраля 2017 года.

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Основными целями модернизации газораспрелительных сетей г. Тараз являются:

изменение существующей схемы газоснабжения города на более рациональное;

изменение способа прокладки газопроводов с целью повышения безопасности их эксплуатации;

увеличение пропускной способности газопроводов с целью обеспечения надежного газоснабжения потребителей;

замена устаревшего и изношенного технологического оборудования газораспределительных пунктов и шкафных газораспределительных пунктов, отключающей арматуры, установок электрохимической защиты.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Площадка первого пускового комплекса II очереди под строительство газораспределительных сетей расположена в юго-западной части г. Тараз Жамбылской области.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон	- III В;
нормативный скоростной напор ветра	- 73 кгс/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 26ºС;
нормативный вес снегового покрова	- 70 кг/м^2;
нормативная глубина промерзания грунтов	- 0,79-1,16 м;
сейсмичность района	- 8 баллов.

Инженерно-геологические условия района строительства

Согласно отчету по инженерным изысканиям, выполненному ТОО «КАТЭК» в 2016 году, на участках строительства объекта выделены следующие инженерно-геологические элементы:

почвенно-растительный слой – насыпной грунт – состоит из гравия, гальки, суглинка, песка, слежавшийся, мощностью 0,2-0,3 м;

суглинок и супесь просадочные – светло-коричневые, твердые, туго-пластичные,

C_n= 25 кПа, φ_{II} = 23°,
E = 30 МПа, ρ = 2,08 г/см^3,
суглинок непросадочный – светло-коричневый, твердый, туго-пластичный,
C_n= 34 кПа, φ_{II} = 24°,
E = 24 МПа, ρ = 1,99 г/см^3,
валунно-галечниковый грунт – с включением валунов до 10%, гальки, гравия, заполнитель – песок разнозернистый, вскрыт на объекте 2.1.2, мощность 1,6-1,7 м,
R_0= 600 кПа,
E = 48 МПа, ρ = 2,14 г/см^3.

Грунтовые воды выработками вскрыты на глубине 1,1-2, 7 м, установившийся уровень – 1,1-2,5 м.

Грунты по отношению к бетону марки W4 на портландцементе - слабоагрессивные, на арматуру железобетонных конструкций – неагрессивные.

6.2 Проектные решения

На основании ТЭО «Модернизация газораспределительной сети города Тараз» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 17 февраля 2011 года № 01-036/11) строительство сетей газоснабжения разделено на две очереди с восмью пусковыми комплексами.

I очередь включает в себе 5 пусковых комплексов, II очередь включает в себе 3 пусковых комплекса.

В данном заключении рассмотрены газораспределительные сети по первому пусковому комплексу II очереди.

При модернизации газораспределительных сетей города Тараз по II очереди первого пускового комплекс предусмотрено:

замена газопроводов со сроком службы более 20 лет эксплуатации, построенных в конце восьмидесятых и начале девяностых годов прошлого столетия, требующие проведение противокоррозионных мероприятий, в том числе с применением пассивной и активной электрохимической защиты, переизоляции;

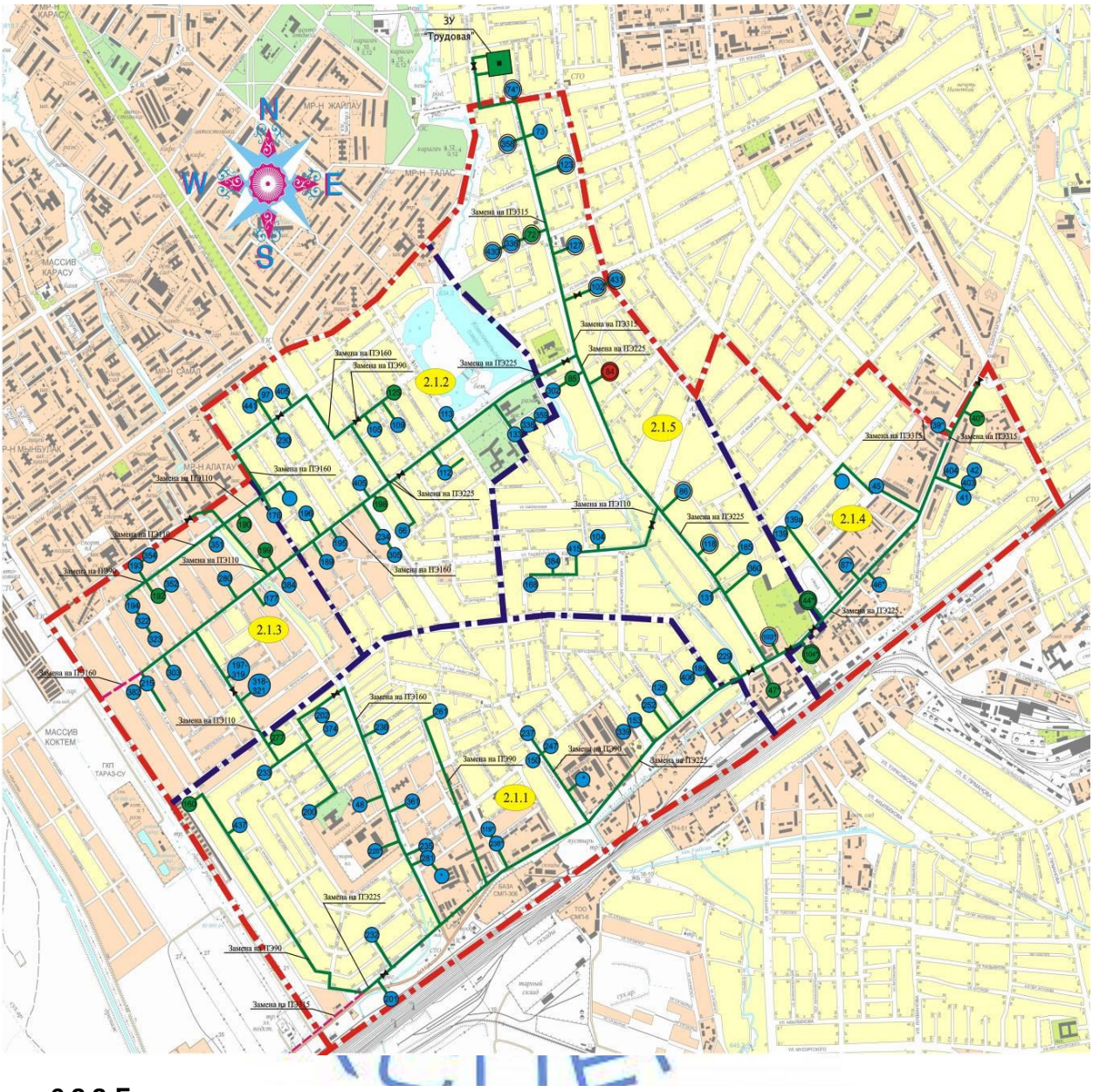
перевод системы распределения газа на двухступенчатую систему газоснабжения для потребителей малоэтажного сектора с применением индивидуальных ШГРП на одного и на два абонента.

Проектными решениями рабочего проекта предусмотрено проведение модернизации газораспределительной сети для реализации комплексных мер реконструкции газораспределительных сетей, повышения технической надежности и безопасности при их эксплуатации, автоматизация системы управления технологическим процессом регулирования газоснабжения, коммерческого учета газа, позволяющие оптимально решать возникающие задачи по созданию и управлению автоматизированной системой коммерческого учета газа для каждого структурного уровня производственного филиала АО «КазТрансГаз Аймак».

6.2.1 Генеральный план

Планировочных ограничений в соответствии с заданием на проектирование нет. Площадки под строительство газопровода свободны от застройки. В рабочем проекте предусмотрена планировка территории непосредственно под газопроводы. Площадка замерного узла «Трудовая» - существующая, планировка не требуется. Отметки планировки увязаны с отметками окружающего рельефа. На выбранных площадках индивидуальных ШГРП захоронения, археологические памятники, места культурно-исторического наследия отсутствуют.

Ситуационная схема 1-го пускового комплекса II-ой очереди



6.2.2 Газораспределительные сети

Сети газоснабжения

Пропускная способность третьего пускового комплекса 1-й очереди модернизации газораспределительной сети составляет 15 678 нм³/час (40,84 млн. нм³/год).

Транспортируемая среда - природный газ по СТ РК 1666-2007.

Основными источниками поставки природного газа являются ресурсы Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) Казахстана, поставляемого по согласованию о взаимозаменяемости между ОАО «ГазПром» и АО «Узтраснсгаз» и НК «КазТрансГаз», а также Амангельдинское газовое месторождение в Жамбылской области. Распределение газа на данный пусковой комплекс - от АГРС -2.

Точка врезки распределительного газопровода среднего давления находится на территории замерного узла «Трудовая» (ЗУ) по ул. Жамбыла № 173. Рабочим проектом предусмотрена реконструкция замерного узла по дефектному акту.

Уровень ответственности строительства газопроводов среднего и низкого давления - II (нормальный) уровень ответственности.

Основными потребителями газа данной очереди является население малоэтажного сектора, использующие газ на отопление, приготовление горячей воды на нужды ГВС и приготовление пищи, коммунально-бытовые предприятия. Основные расходы приняты по удельным максимально-часовым расходам газа по таблице 12.4 СНиП РК 3.01-01-2008 на отопление 0,45 м³/чел в час при норме обеспеченности 20 м² общей площади на 1 человека в малоэтажной застройке, удельным максимальным часовым расходам газа на приготовление пищи - 0,04 м³/чел в час.

Сеть газопровода среднего давления первого пускового комплекс II очереди разбита на 5 объектов, проложенных в границах улиц:

объект 1 (2.1.1) - ул. Ыкылас Дукен-улы, ул. Гоголя, ул. Байзак батыра, ул. Сынырак батыра;

объект 2 (2.1.2) - ул. Ыкылас Дукен-улы, ул. Жургенова, ул. Вторая элеваторная, ул. Калауыр Акима, ул.Опытная;

объект 3 (2.1.3) - ул. Братская, ул. А. Жургенова, ул. Ыкылас Дукен-улы, ул. Сынырак батыра;

объект 4 (2.1.4) - ул. Колбасшы Койгельды, ул. Ташкентская, ул. Айтиева, ул. Абая, ул. Балуан Шолак;

объект 5 (2.1.5) - ул. Балуан Шолака, ул. Гоголя, ул. Ыкылас Дукен-улы, пер. 2 Смоленская, 4 пер. Хамбарова, вдоль канала Ушбулак, вдоль озера Комсомольское, ул. Конаева, ЗУ «Трудовая», ул. Колбасшы Койгельды, ул. Байзак батыра, ул. Балуан Шолака.

Для определения пропускной способности и диаметра гидравлический расчет проектируемого газопровода среднего давления был произведен с применением программы «Hydraulic Calculator Standart».

Реконструируемые газопроводы среднего давления 0,3 МПа из стальных труб, заменены на полиэтиленовые трубы по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 с коэффициентом запаса прочности С=2,8. Полиэтиленовые трубы комплектуются соединительными деталями: муфтами и седловыми отводами, тройниками, переходами, арматурой прямой врезки, неразъемными соединениями «полиэтилен-сталь», заглушками, сигнальными лентами.

При прокладке поземных газопроводов для соблюдения требований техники безопасности при обозначении трассы газопровода предусмотрена установка опознавательных знаков, укладка сигнальной ленты по всей длине трассы, которые гарантируют дальнейшую эксплуатацию объектов. Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной 0,2 м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ» полосой металлической фольги, укладываемой на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

Переходы подземного газопровода через автодороги предусмотрены открытым способом, а также горизонтально-наклонным бурением с заключением в полиэтиленовый футляр, с укладкой газопровода внутри футляра на полиэтиленовые ложементы с установкой контрольной трубкой под ковер. При пересечении газопровода с коммуникациями: водопровод, канализация, тепловые сети, газопровод предусмотрены в полиэтиленовом футляре.

Для отключения подачи газа потребителю устанавливаются отключающие устройства.

На надземных газопроводах установлены стальные задвижки типа 30с41нж PN =1,6 МПа Ø100-500 мм, на подземных газопроводах установлены полиэтиленовые шаровые краны ПЭ 80 SDR 11 Ø63÷315 мм с выводом узла управления под ковер.

При подземной прокладке газопровода в водонасыщенных грунтах предусмотрена балластировка газопровода пригрузами из НСМ, наполненных грунтом обратной засыпки, количество и расстояние между которыми принято на основании расчетов согласно МСП 4.03-103-2005.

Протяженность газопровода среднего давления Ø32÷560 мм – 145,722 км.

Протяженность газопровода низкого давления Ø20 мм, 25 мм – 1,400 км.

Реконструкция замерного узла «Трудовая» по пр. Жамбыла № 173

Реконструкция замерного узла «Трудовая» выполнена на основании дефектного акта от 11 июля 2016 года и заключается в замене действующего измерительного комплекса СПГ-761.2 на прибор учета газа Turbo Flow UFG-F Ø300 мм с классом точности не менее 1%, устройство пожарной сигнализации, установка источника бесперебойного питания со встроенным стабилизатором напряжения, установка экономных светильников с фотореле, установкой дополнительной мачты, предусмотрена молниезащита оборудования ЗУ, установлены задвижки с электроприводами, предусмотрены обслуживающие площадки для открытия/закрытия задвижек вручную, установлены пульт управления задвижками снаружи здания.

Реконструкция ГРП по ул. Байзак Батыра

В соответствии дефектному акту от 17 июня 2016 года предусмотрена полная замена технологического оборудования газорегуляторного пункта по ул. Байзак Батыра № 203.

Газорегуляторные пункты

К потребителям подается газ низкого давления. Для редуцирования давления газа со среднего 0,3 МПа на низкое 0,003 МПа предусмотрены установки индивидуальных газорегуляторных пунктов шкафного типа ШГРП-Н. В рабочем проекте установлены ШГРП-Н, представляющие собой стационарную установку отечественного производства.

Проектируемые шкафные газорегуляторные пункты предназначены для:

редуцирования среднего давления на низкое;

автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления;

автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении входного давления;

автоматического отключения подачи газа при превышении расхода газа выше допустимого;

учета газа на базе счетчиков с предварительной оплатой за газ.

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.

В рабочем проекте установлены шкафные газорегуляторные пункт ШГРП-Н-1-G4 для одного абонента и для двух абонентов ШГРП-Н-2-G4, для коммунально-бытовых предприятий - ГРПШ 10-СГ.

В ШГРП на два абонента предусмотрена установка двух приборов учета газа G-4.

Пропускная способность ШГРП-Н-1-G4 для одного абонента – от 0,04 до 6,0 м^3, ШГРП-Н-2-G4 для двух абонентов – от 0,06 до 10,0 м^3. Для потребителей с большим потреблением газа устанавливаются приборы учета G-6, G-10.

Трубопроводная обвязка ШГРП-Н выполнена из стальных электросварных труб ГОСТ 10704-91 марка стали ст 20. Газопровод низкого давления от ШГРП до потребителей проложен надземно на опорах и частично подземно. Надземный проложенный газопровод выполнен из стальных электросварных труб, подземный – из полиэтиленовых труб ПЭ SDR17 СТ РК ГОСТ Р 50838-2011.

На газопроводах низкого давления после ГРПШ перед жилыми домами установлены стальные шаровые краны.

Общее количество установленных ШГРП – 4885 шт.

Антисейсмические мероприятия

Сейсмичность района строительства – 8 баллов. Антисейсмические мероприятия предусмотрены с целью повышения безопасности людей и снижения экономического ущерба при возможных землетрясениях путем обеспечения сейсмостойкости сооружений и инженерных сетей застраиваемой территории.

Сейсмостойкость проектируемых газопроводов обеспечивается:

выбором благоприятных в сейсмическом отношении участков трасс и площадок строительства вне зон активных тектонических разломов;

уплотнением грунтового основания трубопровода при подземной прокладке;

дополнительным запасом прочности, принимаемым при расчете прочности и устойчивости трубопроводов с увеличением толщины стенки с учетом сейсмических воздействий.

Использованы трубы и соединительные детали из полиэтилена ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности 2,8.

Сварные стыковые соединения проходят 100% контроль физическим методом.

Для снижения влияния геологических и инженерно-геологических процессов, отрицательно влияющих на условия строительства и эксплуатации распределительного газопровода, использованы материалы, конструкции и конструктивные схемы, обеспечивающие наименьшие значения сейсмических нагрузок, симметричные конструктивные схемы, равномерное распределение жесткостей конструкций и их масс, а также нагрузок на перекрытия.

Конструкции опор надземных трубопроводов приняты с обеспечением возможности перемещений трубопроводов, которые могут возникнуть во время землетрясения.

Автоматизированная система управления технологическим процессом регулирования газоснабжения и коммерческого учета газа

Автоматизированная система коммерческого учета газа решает возникающие задачи по созданию и управлению автоматизированной системой коммерческого учета газа для каждого структурного уровня производственного филиала АО «ҚазТрансГаз Аймақ»:

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.

Архитектура системы АСКУГ

Иерархическая структура системы, с произвольным количеством уровней контрольных пунктов (КП) узлов учета газа (УУГ) с районным ДП – ДП - диспетчерский пункт Жамбылского производственного филиала и ЦДП - Центральный диспетчерский пункт АО «ҚазТрансГаз Аймақ» состоит из:

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

стандартизации 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);

резервирования каналов обмена данными.

АСКУГ построена на базе коммуникационного шлюза (КШ), коммуникационного ПО и ПО верхнего уровня. В этой структуре выделены три функциональных уровня:

уровень контрольных пунктов узлов учета газа (УУГ) - «нижний уровень», на котором происходит сбор технологических параметров, контроль текущего состояния измерительного комплекса и реализуется возможность управления технологическим оборудованием УУГ (автоматическое или по запросам с более верхних уровней иерархии);

уровень диспетчерских пунктов АО «КазТрансГаз Аймак» (ДП), на котором осуществляется сбор, обработка и сохранение технологических данных, получаемых от КП и наблюдение над состоянием контролируемого оборудования крупных и средних потребителей, частичное управление технологическими процессами контрольных пунктов (КП) крупных и средних потребителей;

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

Узел учета газа УУГ

Потребители газа в рамках АСКУГ разделены 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 каждой категории потребителей, использовать различные варианты построения.

Коммуникационный шлюз - основной компонент объектов данного уровня, который позволяет строить иерархические, территориально распределенные системы сбора и передачи данных, считывает данные с корректора через гальванически изолированный интерфейс RS-232/485, Ethernet и позволяет измерять перепад давления на счетчике (контроль загрязненности счетчика), температуру в помещении, следит за наличием питания, за доступом в КШ.

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 обеспечено встроенной программной поддержкой автоматического переключения между основным и резервным модемом. Эта ключевая особенность КШ обеспечивает надежную связь УУГ с ДП Газовой Компании.

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

Все оборудование КШ установлено в шкафу повышенной защищенности IP65.

УУГ средних и малых потребителей на базе КШ-М

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

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

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 установлен 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.

Технология передачи данных в сети GSM

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

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, которая 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.

В рамках технологии GPRS применяются схемы кодирования (CS-1 - CS-4) передаваемой информации, доступные для использования в рамках данного стандарта. Использование на сети радио доступа технологии EDGE (Enhanced Data rates for GSM Evolution), позволяет существенно (до 3-х раз) увеличить скорость передачи данных, а также добиться значительного снижения задержек при информационном обмене. При этом в сети операторов могут быть применены все схемы кодирования (MCS-1 - MCS-9) передаваемой информации, доступные для использования в рамках стандарта EDGE. Это позволяет, в зависимости от необходимой в определённый момент времени помехозащищенности, которая существенно зависит от текущей радио обстановки, достигать максимально возможных скоростей передачи данных при минимизации задержек.

К основным преимуществам технологий GPRS/EDGE в сравнении с технологией передачи данных по стандартному каналу CSD относятся возможность существенного увеличения скорости передачи данных, а также уменьшение времени установки соединения. Кроме того, при использовании технологий GPRS/EDGE тарифицируется исключительно объём переданной/полученной информации. Это позволяет удерживать соединение постоянно, избегая времени на повторные установления соединений. Постоянно поддерживаемые TCP/IP соединения, позволяют одновременно взаимодействовать практически неограниченному количеству устройств.

Состав программно-технического комплекса (ПТК КШ)

Программно-технический комплекс коммутационного шлюза (ПТК КШ) - распределенная масштабируемая система, включающей в себя несколько уровней автоматизации сбора и обработки информации по учету газа.

Компонентный состав каждого уровня определен 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.

Компоненты «верхнего» уровня АСКУГ:

Пульт управления системы телеметрии:

коммуникационный сервер пульта управления СТМ;

коммуникационное ПО («SplitOPC»);

ПО «Администратор АСКУГ».

Автоматизированная система диспетчерского учета ПК СМУГ

Автоматизированная система диспетчерского учета решает задачи «прикладного» уровня АСКУГ. В рамках создания АСДУ предусмотрено внедрение программного комплекса «Системы мониторинга и учета газа (ПК СМУГ)», что позволит оптимально решать возникающие задачи по созданию и управлению автоматизированной системой коммерческого учета газа для каждого структурного уровня компании:

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.

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.

6.2.3 Конструктивные решения

Замерный узел «Трудовая»

Замерный узел расположен на надземных опорах с площадкой обслуживания.

Опора трубопроводов ОП-2* - стальная труба Ø219х4 мм, высотой 0,658 м.

Фундамент опоры – монолитный железобетонный из бетона В15, глубиной заложения 0,83 м, выступает над землей на 0,17 м.

Опора трубопроводов - стальная труба Ø57х3 мм, высотой 3,0 м.

Фундамент опоры трубопроводов – монолитный железобетонный из бетона В15, глубиной заложения 0,8 м, выступает над землей на 0,15 м.

Площадка обслуживания – металлическая, каркас из прокатных швеллеров и уголков, покрытие – рифленый лист.

Фундамент площадки – монолитный из бетона В15, глубиной заложения 0,85 м, выступает над землей на 0,15 м.

Пункт газорегуляторный ШГРП

Опора шкафа ШГРП - стальная труба Ø57х3 мм, высотой 1,0 м.

Фундамент опоры шкафа – монолитный железобетонный из бетона В15, глубиной заложения 0,8 м, выступает над землей на 0,15 м.

Опора трубопроводов - стальная труба Ø57х3 мм, высотой 2,55 м.

Фундамент опоры трубопроводов – монолитный железобетонный из бетона В15, глубиной заложения 0,8 м, выступает над землей на 0,15 м.

Защитные мероприятия

Поверхности железобетонных и бетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом за 2 раза.

Стальные конструкций окрашиваются эмалью ПФ-115 в два слоя по грунтовке ГФ-021.

Подготовка под столбчатыми фундаментами щебеночная толщиной 100 мм, пролитая битумом.

6.2.4 Электротехнические решения

Электроснабжение

Электроснабжение замерного узла «Трудовая» на пр. Жамбыла,173 выполнено в соответствии с техническими условиями, выданными ТОО «ЖЭС» от 20 января 2015 года № 22-27-15. Точка подключения – ВЛ-0,4 кВ ТП-400/6/0,4 кВ № 267 Ф-10 РП-11.

Потребитель третьей категории надежности электроснабжения.

В соответствии с требованиями технических условий на электроснабжение предусмотрены:

строительство ВЛ-0,4 кВ от ТП-400/6/0,4 кВ № 267 Ф-10 РП-11;

установка прокалывающего зажима типа SLIP-22.127 с предохранителями SV 29.25 (3 комплекта).

Электроснабжение проектируемого замерного узла предусмотрено по воздушной линии ВЛ 0,4 кВ на опорах с железобетонными стойками СВ95, с подвеской провода марки СИП4.

Внутриплощадочные сети электроснабжения

Основными силовыми потребителями электроэнергии замерного узла являются электродвигатели задвижек на газопроводе, нагрузки электроосвещения. Электрозадвижки приняты комплектной поставки с технологическим оборудованием.

Распределение и учет электроэнергии к токоприемникам предусмотрены от существующего ВРУ, установленного в помещении операторной ЗУ.

Питание электроприводов задвижек предусмотрено от шкафа управления задвижками ШУВ кабельной линией 0,4 кВ, проложенным в траншее, подвод к электрозадвижкам выполнен в стальных трубах.

Освещение площадки ЗУ выполнено прожекторами со светодиодными лампами SKAT 30W. Для подключения освещения рабочим проектом предусмотрен силовой медный кабель с ПВХ изоляцией. Управление освещением выполнено от фотореле ФР-2.

В рабочем проекте приняты следующие марки кабелей ВБбшв, ВВГи КВБбШв (для взрывоопасных установок).

Системы безопасности, заземление, молниезащита

В соответствии с инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений все технологические установки со взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой 2 категории.

Для обеспечения необходимого уровня безопасности в зонах обслуживания электротехнических устройств и установок предусмотрены заземляющие устройства с сопротивлением растекания тока не более 4 Ом.

Заземлению подлежат все нормально нетоковедущие элементы электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции.

Для защиты от прямых ударов молнии на площадке предусмотрен отдельно стоящий молниеотвод МЗ-1 присоединенный к общему заземлителю.

Контур защитного заземления выполнен из вертикальных электродов (сталь круглая Ø16 мм) длиной 3 м, соединенных полосовой сталью 40х4, проложенных на глубине 0,7 м.

Полосовая сталь приваривается к вертикальным заземлителям термитной или дуговой сваркой со швом длинной не менее двойной ширины полосы заземления.

Предусмотрены меры защиты от электростатического электричества – присоединение трубопроводов и оборудования к контуру заземления.

6.2.5 Системы автоматизации

Узел учета газа замерного узла «Трудовая»

На площадке замерного узла «Трудовая» по ул. Жамбыла №173 на трубопроводе установлен расходомер – счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG, предназначенный для измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях, вычислений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям и для вычислений массового расхода и массы газа.

Принцип работы расходомера основан на методе измерения разности между временем прохождения ультразвуковых импульсов по потоку и против потока газа. Измеренная разность времени, пропорциональная скорости потока, преобразуется в значение объемного расхода газа

В расходомере предусмотрена возможность замены электроакустических преобразователей под давлением, в рабочем режиме без вывода его из эксплуатации, автоматическая самодиагностика и проверка нулевых и контрольных значений измеряемых величин, возможность измерения расхода газа в прямом и в обратном направлении (реверсивный режим).

В комплект расходомера входит:

ультразвуковой преобразователь расхода;

первичные преобразователи температуры и давления;

электронный блок, состоящий из 2-х частей;

вычислитель расхода;

расходомерный шкаф.

Для измерения температуры измеряемой среды и абсолютного (избыточного) давления используются выносные первичные преобразователи температуры и давления, подключаемые к расходомеру.

Сигналы от ультразвуковых датчиков, датчиков температуры и давления обрабатываются электронным блоком № 1 обработки первичной измерительной информации, находящимся в круглом корпусе. Электронный блок № 1 осуществляет измерение и расчет текущих температуры, давления и рабочего расхода газа. Электронный блок № 2, находящийся в корпусе расходомерного шкафа, реализует: индикацию текущих измерительных параметров на экране графического ЖКИ; ведение измерительного архива и архива событий; обмен данными по проводным и беспроводным интерфейсам; формирование питающих напряжений для плат электронного блока № 1.

Электронный блок (ЭБ) представляет собой комплекс электронных плат, необходимых для управления первичными преобразователями. Конструкция ЭБ дает возможность передачи параметров и результатов измерений на персональный компьютер в диспетчерскую АО «КазТрансГазАймак» по средствам беспроводного канала передачи данных 900/1800 МГц (встроенного GSM модема) или проводного канала передачи данных, интерфейс RS-485.

ЭБ осуществляет прием-передачу сигналов через ультразвуковые приемо-передатчики, их преобразование, обработку и вычисление расхода газа с последующим формированием цифрового выходного сигнала. Все данные сохраняются в постоянной памяти с отметкой времени события (журнал)

Расходомерный шкаф (РШ) предназначен для:

архивирования в энергонезависимой памяти и вывода на жидкокристаллический индикатор результатов измерений, вычислений (объема, расхода, температуры и давления) и параметров функционирования;

введения и регистрации значений условно-постоянных величин;

защиты от несанкционированного доступа к параметризации и архивам;

разделения и ограничения напряжения и тока в искробезопасных цепях;

обеспечения питания от промышленной сети и внутренней аккумуляторной батареи (АКБ); обеспечения питания от внешнего источника постоянного тока. РШ представляет собой электронное устройство, помещенное в пластмассовый корпус. Конструкция РШ предусматривает наличие встроенного модема, который позволяет обеспечить передачу данных по беспроводному каналу связи GSM, а также в зависимости от заказа, может включать в себя вычислитель расхода. На передней панели расположены: – жидкокристаллический индикатор (ЖКИ); – элементы управления (две клавиатуры), состоящие из двадцати клавиш

УУГ бытовых потребителей

Рабочим проектом предусмотрен перевод 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 со счетчиками картой предоплаты).

Для подачи газа к потребителям малоэтажного сектора предусмотрено установка индивидуального ШГРП-Н с понижением газа от среднего давления 0,3 МПа до низкого давления 0,003 МПа со счетчиком на одного абонента и два абонента:

на 1 абонента ШГРП-Н-1-G4;

на 2 абонента ШГРП-Н-2-G4;

Для абонентов с наибольшим потреблением газа проектом предусмотрена установка ШГРП-Н-1-G6, ШГРП-Н-1-G10, ГРПШ-10 СГ.

Отображение информации с присоединением к существующей системе АСДУ осуществляется эксплуатирующей организацией.

6.2.6 Системы безопасности

Автоматическая пожарная сигнализация

Замерный узел «Трудовая» для обеспечения безопасности оборудована установками системы автоматической пожарной сигнализации.

Система автоматической пожарной сигнализации (АПС) предназначена для автоматического обнаружения возгораний в помещениях с помощью пожарных извещателей и выдачи сигнала тревоги с целью оповещения людей о пожаре.

Автоматическая установка пожарной сигнализации организована на базе системы АПС, предназначенной для сбора, обработки, передачи, отображения и регистрации извещений о состоянии шлейфов пожарной сигнализации, устройствами оповещения людей о пожаре и инженерными системами объекта.

Основную функцию – сбор информации и выдачу команд на управление эвакуацией людей из здания, осуществляет прибор АПС, расположенный в помещении операторной замерного узла «Трудовая».

Прибор АПС циклически опрашивает подключенные пожарные извещатели и следит за их состоянием путем оценки полученного ответа.

Для обнаружения возгорания в помещениях, применены пожарные извещатели различного назначения. Тип пожарных извещателей выбран в зависимости от назначения защищаемых помещений, вида пожарной нагрузки и категории. Вдоль путей эвакуации размещены ручные пожарные извещатели, которые включены в адресные шлейфы. Пожарные извещатели установлены на перекрытиях в защищаемых помещениях.

Шлейфы пожарной сигнализации для пожарных извещателей выполнены кабелем КСРВнг(А)-FRLS-2х2х0,5 и проложены в кабель-канале.

Проектируемая система рассчитана на круглосуточный режим работы и обеспечивает постоянный автоматический контроль работоспособности подключенного оборудования.

По степени обеспечения надежности электроснабжения электроприемники автоматической системы пожарной сигнализации относятся к 1 категории.

Резервные источники питания (аккумуляторы) обеспечивают при отключении централизованного электроснабжения нормальную работу АПС не менее 24-часов в дежурном режиме и трех часов в режиме тревоги.

Система оповещения о пожаре

Согласно СН РК 2.02-11-2002* для замерного узла «Трудовая» принят 1 тип системы оповещения о пожаре и управления эвакуацией.

При возникновении пожара срабатывает пожарный извещатель, сигнал с которого поступает на прибор контроля и управления АПС. Прибор согласно запрограммированной логике выдает сигнал на запуск системы оповещения, которая включает устройство звукового оповещения.

Сеть оповещения выполнена кабелем КСРВнг(А)-FRLS-2х2х0,5 и проложена открыто по конструкциям в гофротрубе.

Видеонаблюдение

Система видеонаблюдения (СВН) предназначена для визуального наблюдения за производственной зоной и въездом на охраняемый объект с помощью видеокамер и записи изображений в электронном виде в видеоархив с возможностью поиска и просмотра требуемой информации по событиям и времени.

Система построена на базе IP-технологии с применением IP-камер. Система обеспечивает:

круглосуточный мониторинг в режиме реального времени;

поддержку территориально-распределенной сети передачи данных;

архивирование данных и удобный поиск по архиву;

единый настраиваемый интерфейс с поддержкой групп прав для пользователей;

администрирование системы из любого места сети;

гибкое масштабирование в соответствии с изменяющимися требованиями безопасности.

Центральное оборудование состоит из видеорегистратора с накопителем информации объемом хранения информации 2ТБ, который установлен в помещении операторной замерного узла «Трудовая». Для просмотра изображений с видеокамер предусмотрен монитор, который установлен в помещении операторной замерного узла «Трудовая» для принятия оперативных мер.

IP-камеры с ИК подсветкой, которая обеспечивает качественное изображение при отсутствии освещения, установленные на фасаде здания, обеспечивают контроль производственной зоной и въездом на охраняемый объект. Камеры соединены коммуникационным кабелем UTP cat.6. Питание камер и видеорегистратора предусмотрено от блока питания.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Рабочим проектом выполнены нормативные требования, которые учитывают возможные чрезвычайные обстоятельства при эксплуатации объекта.

Не учитываемыми чрезвычайными ситуациями могут быть ситуации, связанные с техногенными и природными ситуациями, сверхкритическими параметрами, не предусмотренные нормативными документами, а также действиями террористического или военного характера.

Выбор оборудования и материалов произведен исходя из показателей надежности, с учетом категории взрывопожароопасности технологической системы.

Для повышения надежности работы и предотвращения чрезвычайных (аварийных) ситуаций предусмотрены следующие проектные решения:

расположение арматуры на газопроводах предусмотрены в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта;

для опорожнения газопроводы снабжены в требуемом количестве продувочными свечами.

Используемые устройства практически не представляют пожарной опасности, за исключением возгорания газа при авариях.

Выполнение заложенных в проекте решений позволит в большинстве случаев предотвратить возникновение аварий, связанных с чрезвычайными ситуациями, значительно снизить ущерб, наносимый чрезвычайными ситуациями предприятию, окружающей природной среде, жизни и здоровью обслуживающего персонала, и вблизи проживающему населению.

Пожаротушение при этом осуществляется первичными средствами. При возникновении пожара или внезапном выбросе газа оперативный персонал аварийно перекрывает предусмотренные проектом отключающие устройства.

Устойчивость проектируемого объекта, в т.ч. его защита от террористических актов обеспечивается за счет проведения следующих мероприятий.

Рабочим проектом предусмотрена система физической и технологической защиты. Предусмотрено наличие ручного дублирования автоматических систем управления на случай постороннего вмешательства в деятельность объекта.

6.4 Охрана окружающей среды

На рабочий проект получены:

РГУ «Таразское городское управление по защите прав потребителей Департамента по защите прав потребителей Жамбылской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан» - письмо от 6 декабря 2016 года № ses/H123-3/00181/3 о том, что рабочий проект не входит в перечень эпидемически значимых объектов, подлежащих государственному санитарно-эпидемиологическому контролю и надзору, санитарно-эпидемиологическое заключение не требуется;

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Жамбылской области» – заключение государственной экологической экспертизы от 27 января 2017 года № Н3-0023/17.

6.5 Организация строительства

Расчет продолжительности строительства и расчет задела по годам выполнен согласно СП РК 1.03-102-2014 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений. Часть II и составляет 7 месяцев. Начало строительства – 2 квартал 2017 года, согласно письму заказчика от 25 ноября 2016 года № 02-6-02492.

6.6 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Государственным нормативом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 3 июля 2015 года № 235-нқ, на основании государственных сметных нормативов и принятых проектных решений.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса «АВС-4» (в редакции 5.5.3.1 от 4 февраля 2017 года) по выпуску сметной документации в ценах 1 квартала 2017 года для Жамбылской области.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы ЭСН РК 8.04-01-2015.Изменения и дополнения. Выпуск 7;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтаж оборудования ЭСН РК 8.04-02-2015 Изменения и дополнения. Выпуск 7;

сборник сметных тарифных ставок в строительстве в текущем уровне I квартала 2017 года СТС РК 8.04-07-2016;

сборники сметных цен в текущем уровне I квартала 2017 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов СЦЭМ РК 8.04-11-2016, 2017;

сборник сметных цен в текущем уровне в текущем уровне I квартала 2017 года на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2016, 2017 год;

сборники сметных цен в текущем уровне I квартала 2017 года на строительные материалы, изделия и конструкции ССЦ РК 8.04-08-2016, 2017;

сборник сметных цен в текущем уровне I квартала 2017 на инженерное оборудование объектов строительства ССЦ РК 8.04-09-2016, 2017 год.

Перечень оборудования, материалов и изделий, с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пункту 18 Государственным нормативом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, (приказ КДС ЖКХ и УЗР МНЭ РК от 3 июля 2015 года № 235-нқ) и утвержден заказчиком – директором ЖПФ АО «КазТрансГазАймак» от 24 февраля 2017 года.

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы, определенные в соответствии с Государственным нормативом по определению величины накладных расходов в строительстве (приложение 2 к приказу от 3 июля 2015 года № 235-нқ);

сметная прибыль в размере 8% от суммы прямых затрат и накладных расходов (п.79, приложение 1 к приказу от 3 июля 2015 года № 235-нқ);

затраты на строительство временные здания и сооружения (НДЗ РК 8.04-05-2015);

затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время (НДЗ РК 8.04-06-2015);

резерв средств заказчика на непредвиденные работы и затраты определяются в размере 2% от общей суммы средств по позициям 1-7 сводного сметного расчета (п. 91, приложение 1 к приказу от 3 июля 2015 года № 235-нқ).

Сметная стоимость строительства определена в ценах 1 квартала 2017 года.

Налог на добавленную стоимость принят в размере, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от сметной стоимости строительства.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Изменения и дополнения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям РГП «Госэкспертиза» в рабочий проект «Модернизация газораспределительной сети города Тараз» II очередь, первый пусковой комплекс» внесены следующие изменения и дополнения:

Технологические решения

ШГРП

1. По всем ШГРП указана производительности по газу.
2. В общих данных указана марка стали для труб и соединительных деталей в соответствии с п.4.11 МСН 4.03-01-2003.
3. На плане показаны строительные оси здания замерного узла в соответствии строительной части.
4. Герметичность запорной и регулирующей арматуры принята и указана в соответствии п.4.14 МСН 4.03-01-2003.
5. Листы спецификации перенесены в перечень прилагаемых документов.
6. Лист 21. Указаны диаметры трубопроводов и арматуры, замаркированы позиции элементов газопровода.

Наружные сети газоснабжения среднего и низкого давления

7. Даны показатели потребления газа по данному пусковому комплексу с разделением на жилой сектор и коммунально-бытовые предприятия.
8. Предусмотрена закольцовка сети газопровода согласно п. 5.6.1 МСП 4.03-01-2003.
9. Стандартное размерное отношение SDR11 и SDR17 толщина для газопровода среднего и низкого давления принято на основании расчетов.
10. Откорректирована ведомость основного комплекта, наименование листов указаны в соответствии пронумерованным узлам ответвлений.
11. Углы поворота указаны в соответствии ГОСТ 21.610-85, на чертеже показаны. градусы углов.
12. В общих данных указана характеристика грунтов в соответствии геологическому отчету.
13. На профиле указан штрихпунктирной линией уровень грунтовых вод в соответствии ГОСТ 21.610-85 и геологии.
14. Обосновано устройство балластировки, количество и вес на основании расчетов, выполненных согласно п. 5.70 МСП 4.03-103-2005.
15. Глубина прокладки газопровода принята с учетом коммуникаций, проложенных ранее.
16. На разрезе по траншее показана постель и засыпка из мягкого грунта.
17. При прокладке газопровода под дорогой предусмотрена засыпка траншеи несжимаемым грунтом, показана дорога на профиле.
18. В общих указаниях, входящих в состав общих данных, приведены сведения по монтажу, испытаниям, условиям прокладки, цвету и т. д. согласно ГОСТ 21.610-85.
19. На профиле показаны буровые скважины с указанием грунтов согласно ГОСТ 21.610-85.
20. Лист 37. На чертеже деталировки защитного кожуха при пересечении газопровода с дорогой показаны контрольные трубки.
21. Дополнительно установлены контрольные трубки согласно п. 5.40 МСП 4.03-103-2005.

22. В ведомости объемов работ представлен расчет объема земляных масс, расчет количества стыков для ультразвукового контроля.

23. Исключены сигнальные ленты при прокладке газопровода в футляре согласно п.5.7 МСН 4.03-01-2003. Исключен сигнальный медный провод, как необоснованно заложенный в нарушение п. 5,6 МСП 4.03-103-2005.

24. Показаны контрольные трубки на чертежах выхода газопровода из земли.

25. Представлено согласование уполномоченного органа в области коммунального хозяйства ЖКХ согласно п. 2 Статьи 12 Закон РК «О газе и газоснабжении».

Конструктивные решения

Альбом ТХ

26. ТХ-7. Опора ОП-1: в спецификации уточнен расход бетона на одну опору ОП-1.

27. ТХ-7, 7.1. Опоры ОП-1, ОП-2. Примечание: исключена гидроизоляция рулонными материалами, выполнена битумная обмазка за 2 раза.

28. ТХ-7.1. Опора ОП-2: сечение трубы увеличено с 32х3 мм до 57х3 мм согласно расчету.

Альбом АС

29. АС-2. Площадка ПЛ-1. Фундамент ФМ-3: глубина заложения увеличена до 800 мм, вместо 250 мм; выполнена заделка стойки в фундамент на глубину 500 мм; количество фундаментов ФМ-2 уменьшено до 8 шт., вместо 10 шт.

Электротехнические решения

30. Представлены согласования с заинтересованными организациями.

31. Откорректированы однолинейная схема и спецификация оборудования.

Системы связи и сигнализации

32. В спецификации по разделу видеонаблюдения заказаны материалы для прокладки кабеля видеонаблюдения

33. В спецификации по разделу АПС заказан прибор оповещения по первому типу.

34. Представлены технические решения по подключению проектируемого замерного узла к диспетчерскому пункту АО «Каз Транс Газ Аймак» согласно заданию на проектирование и технологической части.

Сметная документация

35. Представлен расчет продолжительности строительства

36. В сметную документацию внесены дополнения и изменения с учетом замечаний экспертизы по проекту.

37. Локальные сметы откорректированы согласны принятым проектным решениям, и приведены в соответствие с рабочими чертежами.

7.2 Оценка принятых проектных решений

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

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

При разработке рабочего проекта учтены местные природно-климатические, инженерно-геологические, гидрогеологические условия площадки строительства.

В рабочем проекте применены импортозамещающие местные строительные материалы и изделия, изготавливаемые на предприятиях Республики Казахстан.

Принятые решения с учетом внесенных изменений по п. 7.1 соответствуют требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, функциональному назначению объекта.

Уровень ответственности объекта – II.

Основные технико-экономические показатели

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Изменения: -снижение +увеличение
			заявленные	рекомендуемые к утверждению	
1	Пропускная способность первого пускового комплекса II очереди	нм³/час	15 678,0	15 678,0	-
2	Протяженность газопровода среднего давления Ø32 – 560 мм	км	145,722	145,722	-
3	Протяженность газопровода низкого давления Ø20 – 25 мм	км	1,40	1,40	-
4	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2016-2017 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочее	млн. тенге	5 306,922 2 948,770 1 506,153 851,999	4 857,503 2 577,070 1 397,442 882,991	-449,419 -371,700 -108,711 +30,992
5	Из них в ценах: 2016 г. (ПИР) 2017 г.			241,794 4 615,709	
6	Продолжительность строительства	мес.	7	7	-

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект «Модернизация газораспределительной сети города Тараз» II очередь, первый пусковой комплекс» соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

пропускная способность первого пускового комплекса II очереди - 15 678,0 нм³/час;
протяженность газопровода среднего давления Ø32 – 560 мм - 145,722 км;
протяженность газопровода низкого давления Ø20 – 25 мм - 1,40 км;
общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2016-2017 гг., всего - 4 857,503 млн. тенге,
в том числе: СМР - 2 577,070 млн. тенге,
оборудование - 1 397,442 млн. тенге,
прочие - 882,991 млн. тенге;
продолжительность строительства - 7 месяцев.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована Жамбылским производственным филиалом АО «ҚазТрансГаз Аймақ» в соответствии с условиями договора от 21 декабря 2016 года № 01-0605.

3. Заказчик при приемке документации по рабочему проекту от проектной организации должен проверить ее на соответствие настоящему экспертному заключению.

4. Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып «Тараз қаласының газ тарату желісін жаңарту» II кезек, бірінші іске қосу кешені» жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілердің және мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіпте келесідей негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштермен бекітілуге ұсынылады:

II кезектегі бірінші енгізу кешенінің жіберу қабілеті	- 15 678,0 нм^3/сағ;
Ø32 – 560 мм орта қысымдағы газ құбырының ұзындығы	- 145,722 км;
Ø20 – 25 мм төмен қысымдағы газ құбырының ұзындығы	- 1,40 км;
2016-2017 жж. ағымдағы бағалардағы құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы	- 4 857,503 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ	- 2 577,070 млн. теңге,
жабдық	- 1 397,442 млн. теңге,
өзгелер	- 882,991 млн. теңге;
құрылыс ұзақтығы	- 7 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2016 жылғы 21 желтоқсандағы № 01-0605 шарттың талаптарына сәйкес «ҚазТрансГазАймақ» АҚ Жамбыл облыстық филиалы кепілдік етеді.

3. Тапсырыс беруші жобалау ұйымынан жұмыс жобасы бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оның осы сараптама қорытындысына сәйкестігін тексерсін.

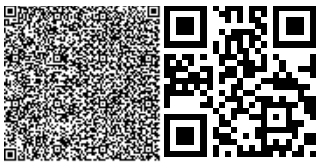
4. Тапсырыс беруші құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдарын және конструкцияларын барынша пайдалансын.

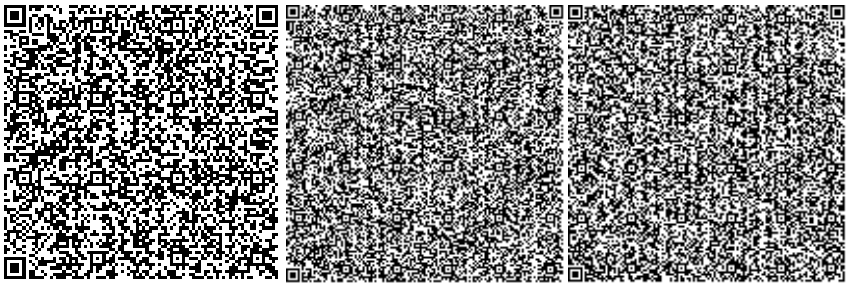
Наженов А.К.

Ведущий специалист

Бегишева С.В.

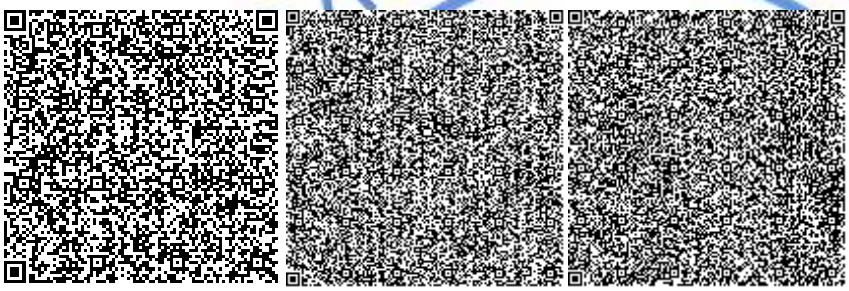
Эксперт





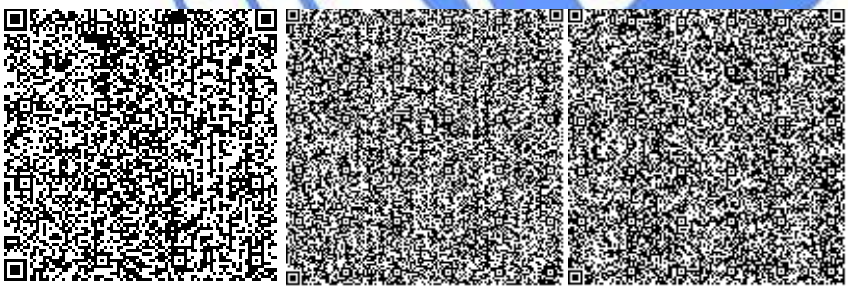
Никифорова Л.Г.

Эксперт



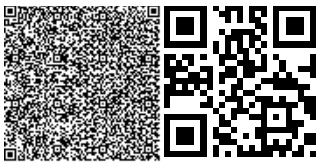
Сапарова А.С.

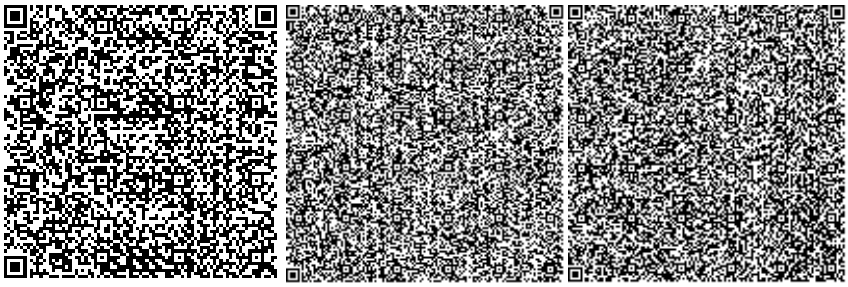
Эксперт



Мамаев Т.Л.

Эксперт





Жексенбай А.

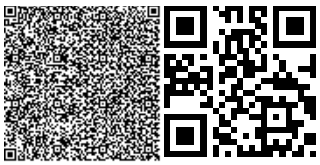
Начальник производственного отдела

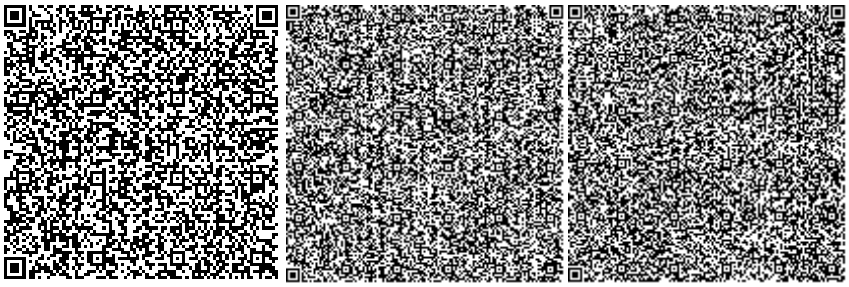
Хван К.А.

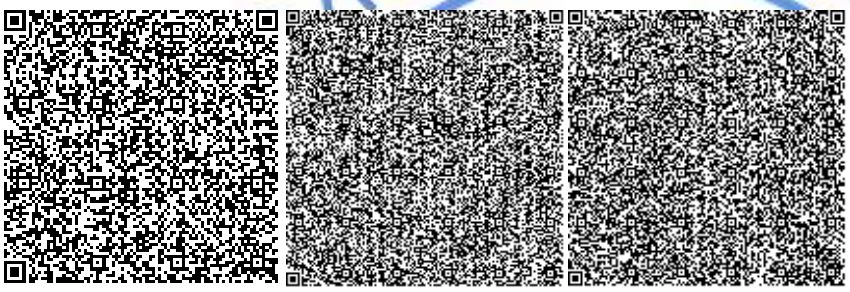
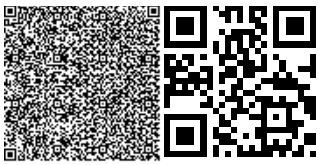
Советник Генерального директора

Оспангалиева Л.А.

Руководитель экспертной группы





Омельченко Т.

Главный специалист