ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ӨНІРЛІК ДАМУ МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ КОМИТЕТІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫ
(«МЕМСАРАПТАМА» РМК)

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА •

МИНИСТЕРСТВО РЕГИОНАЛЬНОГО
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КОМИТЕТ ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
(РГП «ГОСЭКСПЕРТИЗА»)

Утверждаю:

Генеральный директор
РГП «Госэкспертиза»

Б. Ережепов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-0801/13 от 31 октября 2013 г.

по технико-экономическому обоснованию
«Строительство газораспределительных систем Акмолинской области от АГРС «Кокшетау», «Щучинск», «Астана-1», «Астана-2». 1-этап»

ЗАКАЗЧИК:
ГУ «Управление энергетики и
жилищно-коммунального хозяйства
Акмолинской области»,
г. Кокшетау

РАЗРАБОТЧИК:
ТОО «КАТЭК»,
г. Алматы

г. Астана

1. НАИМЕНОВАНИЕ: технико-экономическое обоснование «Строительство газораспределительных систем Акмолинской области от АГРС «Кокшетау», «Щучинск», «Астана-1», «Астана-2». 1-этап».

Настоящее заключение выполнено в соответствие с договором от 17 июня 2013 года № 338 между РГП «Госэкспертиза» и ТОО «КАТЭК».

2. ЗАКАЗЧИК: ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Акмолинской области», г. Кокшетау.

3. РАЗРАБОТЧИК: ТОО «КАТЭК», г. Алматы (лицензия ГСЛ № 001227 от 25 мая 2000 года, г. Астана, приложение от 25 января 2013 года, I категория).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

техническое задание на проектирование ТЭО, утвержденное заказчиком от 2012 года;

Закон Республики Казахстан «О газе и газоснабжении» от 9 января 2012 года № 532-IV ЗРК;

послание Главы государства народу Казахстана «Социально-экономическая модернизация – главный вектор развития Казахстана» от 27 января 2012 года;

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

программа развития территории Акмолинской области на 2011-2015 годы, утвержденная решением сессии областного маслихата от 10 декабря 2010 года № 4С-29-7;

прогноз социально-экономического развития Акмолинской области на 2013-2017 годы, одобрен на заседании бюджетной комиссии (протокол № 3 от 11 мая 2012 года);

программа «Развитие регионов», утвержденная постановлением Правительства Республики Казахстан от 26 июля 2011 года № 862;

протокол совещания у Министра нефти и газа Республики Казахстан о проекте строительства газопровода «Карталы – Тобол – Кокшетау – Астана» (МГ «Запад – Север – Центр») от 20 июня 2012 года;

технико-экономическое обоснование «Строительство магистрального газопровода Запад-Север-Центр». Корректировка» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 21 августа 2012 года № 01-443/12);

постановление акимата Акмолинской области об утверждении перечня местных бюджетных инвестиционных проектов, финансируемых в 2013 году по бюджетной программе 258.003 «Разработка или корректировка технико-экономического обоснования местных бюджетных инвестиционных проектов и концессионных проектов и проведение его экспертизы, консультативное сопровождение концессионных проектов» от 13 марта 2013 года № а-2/108;

перечень местных бюджетных инвестиционных проектов, финансируемых в 2013 году по бюджетной программе 258.003 «Разработка или корректировка технико-экономического обоснования местных бюджетных инвестиционных проектов и концессионных проектов и проведение его экспертизы, консультативное сопровождение концессионных проектов», утвержденный постановлением акимата Акмолинской области от 13 марта 2013 года № а-2/108;

акт предварительного выбора месторасположения трасс распределительных газопроводов и объектов газораспределительной системы от АГРС «Кокшетау» для газификации г. Кокшетау на территории Акмолинской области Республики Казахстан, утвержденный акиматом г. Кокшетау Акмолинской области от 2013 года;

акт предварительного выбора месторасположения трасс распределительных газопроводов и объектов газораспределительной системы от АГРС «Кокшетау» для газификации части населенных пунктов Зерендинского района на территории Акмолинской области Республики Казахстан, утвержденный акиматом Зерендинского района Акмолинской области от 2013 года;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

акт предварительного выбора месторасположения трасс распределительных газопроводов и объектов газораспределительной системы от АГРС «Щучинск» для газификации части населенных пунктов Бурабайского района и объектов Щучинско-Боровской курортной зоны на территории Бурабайского района Акмолинской области Республики Казахстан, утвержденный акиматом Бурабайского района Акмолинской области от 2013 года;

акт предварительного выбора месторасположения трасс распределительных газопроводов и объектов газораспределительной системы от АГРС «Кокшетау» для газификации части населенных пунктов Зерендинского района на территории Акмолинской области Республики Казахстан, утвержденный акиматом Зерендинского района Акмолинской области от 2013 года;

акт предварительного выбора месторасположения трасс распределительных газопроводов и объектов газораспределительной системы от АГРС «Астана-1» и АГРС «Астана-2» для газификации части населенных пунктов Целиноградского района на территории Акмолинской области Республики Казахстан, утвержденный акиматом Целиноградского района Акмолинской области от 2013 года;

акт предварительного выбора месторасположения трасс распределительных газопроводов и объектов газораспределительной системы для газификации части населенных пунктов Аршалынского района на территории Акмолинской области Республики Казахстан, утвержденный акиматом Аршалынского района Акмолинской области от 2013 года;

протокол совещания по вопросу разработки ТЭО, утвержденный акимом Акмолинской области от 23 января 2013 года;

протокол совещания по вопросам развития г. Кокшетау на 2013 год, утвержденный акимом Акмолинской области от 12 февраля 2013 года № 17-19.9;

протокол совещания у первого заместителя акима акмолинской области по вопросу разработки ТЭО от 15 февраля 2013 года;

ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства Целиноградского района» - информация о численности населения, жилого фонда и перспективном строительстве нового жилья по генеральному плану от 8 апреля 2013 года № 3Т-Б/35;

ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства, пассажирского транспорта и автомобильных дорог Целиноградского района» - информация о численности населения, жилого фонда и перспективном строительстве нового жилья по генеральному плану, крупные потребители от 25 апреля 2013 года № 01-17/97;

ГУ «Отдел сельского хозяйства и земельных отношений Целиноградского района» - информация о численности населения, жилого фонда и перспективном строительстве нового жилья по генеральному плану от 14 мая 2013 года № 01-21/647;

письмо ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Акмолинской области» о начале строительства от 11 октября 2013 года № 01-15/2067;

Государственный национальный природный парк «Бурабай» Управления делами Президента Республики Казахстан – предложение о прохождении трассы газопровода высокого давления от 30 апреля 2013 года № 03-10/331;

ГУ «Управление культуры Акмолинской области» - информация о наличии историко-культурных и археологических памятников по трассе строительства газопровода от 23 августа 2013 года № 02/917.

Технические условия:

АО «Акмолинская распределительная электросетевая компания» от 11 июля 2013 года № 08-07/3146 на электроснабжение с ситуационными схемами размещения станции катодной защиты;

ТОО «КазМунайГаз» - дополнительные технические требования на присоединение проектируемого распределительного газопровода высокого давления к проектируемой автоматической газораспределительной станции «Кокшетау», «Щучинск», «Астана-1», «Астана-2» письмом от 19 марта 2013 года № 01-12/811;

ТОО «КазМунайГаз» - технические требования на пересечение проектируемого магистрального газопровода «Запад-Север-Центр» с проектируемыми распределительными газопроводами высокого давления для газификации Зерендинского, Бурабайского и Целиноградского районов Акмолинской области письмом от 2 апреля 2013 года № 01-12/860;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ГУ «Акмолинский областной департамент Комитета автомобильных дорог Министерства транспорта и коммуникаций Республики Казахстан» - предварительные технические условия № 12-13 письмом от 3 апреля 2013 года № 23-08-К-16-юр на пересечение распределительного газопровода:

от АГРС «Щучинск» с автодорогой А-1 «Астана-Петропавловск» на участке «Щучинск-Кокшетау»,

от АГРС «Кокшетау» с автодорогой Р-8 «Щучинск-Зеренда» на участке «Зеренда-Серафимовка»,

от АГРС «Щучинск» с автодорогой А-1 «Астана-Петропавловск» на участке «Щучинск-Астана»,

от АГРС «Щучинск» с автодорогой Р-7 «Дороги Щучинско-Боровской курортной зоны»,

от АГРС «Кокшетау» с автодорогой Р-12 «Кокшетау-Атбасар» на участке «Кокшетау-Заречное»,

от АГРС «Кокшетау» с автодорогой Р-11 «Кокшетау-Рузаевка» на участке «Кокшетау-Тубдиспансер»,

от АГРС «Кокшетау» с автодорогой Р-11 «Кокшетау-Рузаевка» на участке «Кокшетау-Садовое»,

от АГРС «Кокшетау» с автодорогой А-1 «Астана-Петропавловск» на участке «Кокшетау-Гранитный»,

от АГРС «Кокшетау» с автодорогой Р-11 «Кокшетау-Рузаевка» на участке «Кокшетау-Еленовка»,

от АГРС «Кокшетау» с автодорогой Р-12 «Кокшетау-Атбасар» на участке «Кокшетау-Айдабол»,

от АГРС «Кокшетау» с автодорогой А-1 «Астана-Петропавловск» на участке «Кокшетау-Алексеевка»,

от АГРС «Кокшетау» с автодорогой Р-14 «Обход г. Кокшетау» на участке «Ивановка-Акколь»,

от АГРС «Астана-1» с автодорогой Р-3 «Астана-Кабанбай Батыра-Киевка-Темиртау» на участке «Астана-Р. Кошкарбаев»,

от АГРС «Щучинск» с автодорогой Р-8 «Щучинск-Зеренда» на участке «Щучинск-Первомайское»,

от АГРС «Астана-1» с автодорогой Р-3 «Астана-Кабанбай Батыра-Киевка-Темиртау» на участке «Астана-Кабанбай Батыра»,

от АГРС «Астана-1» с автодорогой Р-3 «Астана-Кабанбай Батыра-Киевка-Темиртау» на участке «Астана-Кызылжар»,

от АГРС «Астана-1» с автодорогой М-36 «Граница РФ (на Екатеринбург)-Алматы» на участке «Астана-Луговое»,

от АГРС «Астана-2» с автодорогой Р-4 «Астана-Ерейментау-Шидерты» на участке «Астана-Софиевка»,

от АГРС «Астана-2» с автодорогой Р-2 «Астана-Коргалжин» на участке «Астана-Акмол»;

ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства, пассажирского транспорта и автомобильных дорог Зерендинского района» - предварительные технические условия на пересечение распределительного газопровода с автодорогой местного значения на участке березняковка-Заречное, Кокшетау-Атбасар-Акадыр от 3 апреля 2013 года № 247.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

ГУ «Департамент Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан по Акмолинской области» - санитарно-эпидемиологическое заключение на раздел ПредОВОС от 4 мая 2013 года № 09-451;

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Акмолинской области» - заключение государственной экологической экспертизы на ПредОВОС от 25 июня 2013 года № 01-06/2012;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ГУ «Ишимская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан» - предварительное согласование места строительства распределительных газопроводов высокого давления от 26 марта 2013 года № 01-06/218;

ГУ «Государственный национальный природный парк «Кокшетау» - согласование трассы прохождения газопровода высокого давления от 18 апреля 2013 года № 320, от 27 августа 2013 года № 02-17/799;

Государственный национальный природный парк «Бурабай» Управления делами Президента Республики Казахстан – согласование прохождения трассы газопровода высокого давления по Бурабайскому району от 3 сентября 2013 года № 03-10/670;

РГУ «Ишимская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов» Комитета по водным ресурсам Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан - согласование переходов через водные объекты, расположенные на территории города Кокшетау, Зерендинского и Бурабайского районов, письмо от 1 апреля 2013 года № 3-07/148.

РГУ «Ишимская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов» Комитета по водным ресурсам Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан – согласование технико-экономического обоснования от 26 августа 2013 года № 02-04/620;

РГУ «Ишимская межобластная бассейновая инспекция рыбного хозяйства» Комитета рыбного хозяйства Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан» - согласование технико-экономического обоснования от 26 августа 2013 года № 01-02-554;

ГУ «Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог Акмолинской области» - согласование пересечения распределительных газопроводов с автомобильными дорогами областного назначения от 19 марта 2013 года № 91-02/575;

ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства, пассажирского транспорта и автомобильных дорог Бурабайского района» - согласование пересечения распределительных газопроводов с автомобильными дорогами 1-3 категории от 26 марта 2013 года № 01-11/270;

Филиал Акционерного общества «Национальная компания «Қазақстан темір жолы» - Акмолинское отделение магистральной сети – предварительное согласование ТЭО от 3 апреля 2013 года № НЖСПТО-/511;

ТОО «Дорис» - согласование места пересечения газопровода высокого давления на ПК 107+40 от 30 апреля 2013 года № Д1/170;

согласование на листе 3 - схема газификации Целиноградского района Акмолинской области. Первый этап (74/161112-ГСН):

аким Целиноградского района 2013 год,

аким Аршалинского района 2013 год,

ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Акмолинской области» 2013 год;

согласование на листе 2 - схема газификации Бурабайского района Акмолинской области. Первый этап (74/161112-ГСН):

аким Бурабайского района 2013 год,

ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Акмолинской области» 2013 год;

согласование на листе 1 - схема газификации Зерендинского района Акмолинской области. Первый этап (74/161112-ГСН):

аким Зерендинского района 2013 год,

аким города Кокшетау 2013 год,

ГУ «Государственный национальный природный парк «Кокшетау» 2013 год,

ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Акмолинской области» 2013 год.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Том I. Пояснительная записка (74/16.11.12-ПЗ).

Том II. Предварительная оценка воздействия на окружающую среду (стадия 1). Пояснительная записка (74/16.11.12-ПредОВОС).

Том III. Сметная документация (74/16.11.12-СМ).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Том IV. Основные технические решения.
Альбом 1.1 Генеральный план (74/16.11.12-ГП).
Альбом 1.2 Наружные газопроводы (74/16.11.12-ГСН).
Альбом 1.3 Технологические коммуникации (74/16.11.12-ТК).
Альбом 1.4 Архитектурно-строительные решения (74/16.11.12-АС).
Альбом 1.5 Электроснабжение. Молниезащита. Электрохимзащита (74/16.11.12-ЭС, МЗ, ЭХЗ).
Альбом 1.6 Автоматизация технологических процессов (74/16.11.12-АТХ).
Альбом 1.7 Проект организации строительства (74/16.11.12-ПОС).
Том V. Отчет по инженерным изысканиям (74/16.11.12-ИЗ).
Том VI. Приложения (74/16.11.12-Пр).
Прайс-листы. Основной вариант.
Прайс-листы. Альтернативный вариант.
Перечень оборудования, материалов, утвержденный заказчиком в 2013 году.

5.4 Цель и назначения объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Строительство газораспределительных систем Акмолинской области 1-этапа включает г. Кокшетау, г. Щучинск и сельские населенные пункты – всего 82 населенных пунктов.

Согласно Региональной схеме газификации Акмолинской области от магистрального газопровода (МГ) «Запад-Север-Центр» предполагается строительство отводов на АГРС «Кокшетау», АГРС «Щучинск», АГРС «Макинск», АГРС «Акколь», АГРС «Шортанды», АГРС «Аршалы», АГРС «Астана-1», АГРС «Астана-2».

На 1-этапе с расчетным сроком ввода в эксплуатацию до 2020 года предполагается строительство и ввод в эксплуатацию газораспределительных сетей, осуществляющих подачу газа от АГРС «Кокшетау», АГРС «Щучинск», АГРС «Астана-1», АГРС «Астана-2».

Основными целями намечаемого к реализации Проекта перспективного газоснабжения Акмолинской области от АГРС «Кокшетау», «Щучинск», «Астана-1», «Астана-2» являются:

реализация Региональной схемы газоснабжения Акмолинской области на период до 2020 года с разработкой и обоснованием комплекса мероприятий, направленных на формирование эффективного рынка потребления товарного газа;

улучшение условий жизни населения, повышение уровня благоустройства жилого фонда, перевод жилого фонда городов Кокшетау, Щучинск с сжиженного на природный газ;

повышение инвестиционной привлекательности инфраструктуры региона, создание условий для роста предпринимательства и промышленного производства.

6. ПРИНЯТЫЕ РЕШЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

6.1 Маркетинговый раздел

Акмолинская область располагает незначительными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭБ), в структуре топливно-энергетического баланса области значительная доля импорта - внешних поставок (более 60%).

Наибольший процент потребления в структуре топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) приходится на каменный уголь, доля которого к 2011 году составила более 48%. Анализ потребления энергоресурсов по Бурабайскому, Зерендинскому, Целиноградскому и Аршалынскому районам Акмолинской области, г. Кокшетау и г. Щучинск показывает, что доля потребления каменного угля остается достаточно высокой, причем основными потребителями являются социальные и коммунально-бытовые объекты.

Тепловую энергию поставляемую централизовано, в Акмолинской области потребляют 51% организаций и 32% населения. В связи с интенсивным строительством жилых домов, социальных объектов, развитием производства значительно увеличилась, и будет расти в дальнейшем нагрузка на существующие тепломагистрали.

Остальные основные виды энергоресурсов – мазут, электроэнергия, дизтопливо имеют локальный характер потребления. Эти виды топлива сосредоточены в Щучинско-Боровской курортной зоне (ЩБКЗ) и окрестностях Зерендинского озера в пределах особо охраняемых природных территорий, находящихся в ведении соответственно - ГУ «Государственный национальный природный парк Бурабай» и ГУ «Государственный национальный природный парк Кокшетау». На действующих объектах туризма и отдыха ЩБКЗ наибольшее распространение в качестве теплоэнергоисточника, получило дизельное топливо, печное топливо и сжиженный газ.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Наименее востребован для целей отопления сжиженный газ. Как топливный ресурс он используется только на одном объекте группы коммунально-бытовых потребителей в ЩБКЗ.

Использование сжиженного углеводородного газа является экономически целесообразным при газификации населенных пунктов и объектов топливно-энергетических комплексов малой мощности, расположенных на значительном удалении от магистрального газопровода. Основной проблемой при реализации сжиженного газа является высокая стоимость транспортных услуг при перевозке железнодорожным транспортом, высокая арендная стоимость специальных вагонов-цистерн.

Вместе с тем, использование сжиженного газа может рассматриваться и как временный способ газификации населенных пунктов, включенных в план трубопроводной газификации. После прокладки газопроводов оборудование для хранения и доставки сжиженного газа может быть перемещено на новое место. Кроме того, экономически привлекательна и маркетинговая гибкость сжиженного газа, позволяющая одновременно ориентироваться сразу на несколько целевых групп потребителей.

Основным потребителем сжиженного газа является население. Анализ газопотребления, проведенный в спектре домостроений всех районов области, показывает, что там, где отсутствуют поставки природного газа, население активно использует сжиженный газ.

Предприятия из-за высоких цен и ограниченности объемов поставок сжиженный газ на промышленные цели используют редко.

В последние годы производство сжиженного газа внутри страны выходит из кризисного состояния и Республика располагает возможностью покрытия сложившегося рынка его потребления за счет собственного производства.

В Республике в 2012 году произведено 2,2 млн. $м^3$ сжиженного углеводородного газа, что на 3,1 % больше, чем в 2011 году.

Среднегодовое потребление по Акмолинской области в целом за 2011 год и 9 месяцев 2012 года отмечается тенденция незначительного роста потребления сжиженного газа.

При сохранении существующего объема потребления СУГ населением области, предполагается, что к 2015 году объемы потребления могут возрасти до 11 тыс. т., а к 2020 году сократятся до уровня 2012 года, с последующим снижением до 7 тыс. т. к 2025 году. Снижение объемов СУГ, согласно ТЭО строительства магистрального газопровода «Запад-Север-Центр» обосновывается вводом в эксплуатацию магистрального газопровода и газораспределительных систем с 2017 года.

На территории Акмолинской области для бытовых и промышленных нужд используется СУГ, выпускаемый АО «Павлодарский нефтехимический завод». Поставка сжиженного нефтяного газа в область производится железнодорожными цистернами-газовозами. Газонаполнительные станции находятся в г. Кокшетау и г. Атбасар.

В районах области, прилегающих к г. Астана - Целиноградскому, Аршалынскому, Ерейментаускому и Шортандынскому районам сжиженный баллонный газ отпускается с ГНС, находящейся в г. Астана, на ст. Сороковая, АО «Астана Газ Сервис».

В 2010 и 2011 гг. наблюдается значительный рост потребления СУГ по области, что обусловлено ростом спроса со стороны промышленно-бытового сектора.

По данным акимата Акмолинской области, объем поставляемого СУГ для населения и предприятий является достаточным для обеспечения нужд населения и юридических лиц. Поставки СУГ осуществляются в 19 районов области. Исходя из структуры распределительной части ТЭБ области, среднегодовой объем потребления СУГ населением составляет порядка 10,2 тыс. т.

Сжиженный газ расходуется в основном на пищеприготовление. Наиболее крупный объём сбыта около 400 т газа в месяц приходится на г. Кокшетау. В пересчёте на сухой товарный газ, объём потребления составляет порядка 1,6 млн.ст. $м^3$/год на пищеприготовление. В обороте находится порядка 40 тысяч газовых баллонов различной ёмкости.

На сегодняшний день наиболее прогрессивным и экологически чистым энергоресурсом, обеспечивающим оптимальное развитие объектов топливно-энергетического и промышленного комплексов является природный газ.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

По данным Министерства нефти и газа в 2012 году добыча газа в Республике составила 40,1 млрд. м^3 (101,5% к уровню 2011 г.). Объем выработки товарного газа составил 21,2 млрд. м^3 (100% к 2011 г.). Объем потребления природного газа областями республики составил 10,5 млрд. м^3 (103,2% к 2011 году) и имеет устойчивую динамику роста.

Объем экспорта газа из Республики составил 8,8 млрд. м^3 (103,7 % к 2010 году). Через территорию Республики осуществляется транзит газа в объеме 96,5 млрд. м^3 (100,0 %).

По состоянию на 1 января 2013 года объем запаса природного газа в подземных газовых хранилищах республики составил 0,7 млрд. м^3.

В соответствие со сложившейся системой магистральных и распределительных газопроводов природный газ поставляется в 9 из 14 областей страны.

В целом по Республике Казахстан по данным АО «НК «КазМунайГаз» спрогнозирован значительный рост объёмов потребления товарного газа к 2020 году. Потребление газа в 2012 году сложилось на уровне 10,5 млрд. м^3, к 2020 году внутреннее потребление может составить около 16,1 млрд. м^3.

Существующая практика газоснабжения в Республике Казахстан и южных областях Республики показывает, что основным потребителем природного газа на ближайшую перспективу являются население, промышленность и предприятия коммунально-бытового сектора.

Коммунально-бытовые потребители подключаются к газораспределительным сетям низкого (среднего давления) давления и используют газ для коммунально-бытовых нужд (приготовления пищи, подогрева воды для отопления и горячего водоснабжения, производства технического пара).

В настоящее время практически все коммунально-бытовые потребители г. Кокшетау, г. Щучинск подключены к системам централизованного теплоснабжения от действующих теплоэнергоисточников и автономных котельных децентрализованного теплоснабжения. Однако как потенциальные потребители природного газа могут рассматриваться также объекты туристической индустрии, санаторно-курортные объекты Щучинско-Боровской курортной зоны и в Зерендинском районе.

На территории Щучинско-Боровской курортной зоны расположена 51 котельная, без учета частного сектора, которая работает на жидком и твердом топливе и осуществляет выбросы вредных загрязняющих веществ в атмосферу.

На территории Зерендинского района находятся 14 объектов туристической индустрии, из них 3 принадлежат АО «КазМунайГаз Сервис».

В качестве перспективных потребителей рассматриваются автономные блочно-модульные котельные (АБМК) новой общественной застройки в районе оз. Копа в границах улиц Ауэзова, Горького, Северная и набережная оз. Копа г. Кокшетау на участке общей площадью 128,9 га.

В настоящее время СУГ (пропан-бутановую смесь) используется для отопления тепличного комплекса сельхозпредприятия (ТОО «Алма-Микс») в черте города Кокшетау (с. Станционный) в объёме 12 т в месяц, что составляет порядка 16,2 тыс. м^3 в эквиваленте природного газа в отопительный период. Данное предприятие намерено увеличить площади теплиц к моменту начала газификации г. Кокшетау товарным газом и перейти на использование товарного газа как основного вида топлива, соответственно вырастет и общее потребление.

Согласно данным ГУ «Управление промышленности и предпринимательства Акмолинской области», в г. Кокшетау в Северной промзоне наибольшее потребление сжиженного газа у кирпичного завода предприятия ТОО «ENKI», использующего газ в технологическом процессе для выпуска высококачественного керамического кирпича. Годовая потребность предприятия - 4600 т (бутан, пропан сжиженный).

Эти предприятия могут быть отнесены к категории потребителей, использующих газ в качестве сырья или топлива для выпуска продукции с непрерывным циклом технологического процесса. В перспективе их можно будет отнести к категории промышленных предприятий, газоснабжение которых в весенне-зимний период, должно регулироваться путем частичного или полного перевода их на резервные виды топлива.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Реализация ТЭО позволит произвести замену устаревших и экономически неэффективных тепловых мощностей отопительных котельных РК-1, РК-2, обл. больницы, облСЭС в г. Кокшетау.

Наиболее крупным потенциальным промышленным потребителем является комплекс объектов теплоисточников ГКП «Термо Транзит», расположенных в г. Щучинске и прилегающих населенных пунктах Бурабайского района:

котельная в п. Бурабай (проектируемая, тепловой мощностью 20,0 Гкал/час), будет расположена между п. «Боровое» и п. «Молбаза»;

котельная поселка санатория «Щучинский» (проектируемая, тепловой мощностью 1,5 Гкал/час);

центральная котельная г. Щучинска (проектируемая, тепловой мощностью 95,0 Гкал/час)

блочно-модульные котельные в г. Щучинске (реконструкция существующих угольных с переводом на мазут и строительство новых, всего 5 локальных БМК, суммарной тепловой мощностью 34,0 Гкал/час), в том числе:

существующая котельная № 18 ГКП «Термо Транзит», расположенная по улице Шоссейной, установленая мощность 6,3 Гкал/ч, планируется установить БМК мощностью 9,0 Гкал/ч,

существующая котельная № 3 ГКП «Термо Транзит», расположенная по улице Интернациональная 27 (р-н Военкомата) на пересечении с ул. Конаева, установленная мощность 5,8 Гкал/ч, планируется установить БМК мощностью 8,0 Гкал/ч,

существующая котельная колледжа лесного хозяйства, расположенная по улице БСХТ, установленная мощность 5,2 Гкал/ч, планируется установить БМК мощностью 9,0 Гкал/ч,

котельная в р-не мкр. Горный, ориентировочно должна быть расположена в северо-западной части г. Щучинска в р-не мечети (новой), планируется установить БМК мощностью 4,0 Гкал/ч,

котельная в р-не ремзавода, ориентировочно должна быть расположена в западной части г. Щучинска, в квадрате улиц Уалиханова-Ломоносова-Степная-Горная, планируется установить БМК мощностью 4,0 Гкал/ч;

блочно-модульная котельная в районе Бурабайской районной больницы в г. Щучинск в перспективе;

блочно-модульная котельная в районе ул. Зеленая в г. Щучинск в перспективе;

котельная № 2 ГКП «Термо Транзит» (существующая, проектируемая реконструкция тепловой мощностью 10,5 Гкал/час) расположена в северо-западной части поселка «Зеленый бор», установленная мощность 10,0 Гкал/ч, планируется установить БМК мощностью 10,5 Гкал/ч.

Наиболее крупным потенциальным промышленным потребителем является ГКП «Косшы Куат» в с. Косшы Целиноградского района, где идёт значительное увеличение населения в связи с ускоренным развитием пригородной зоны столицы, и в 2011 г. построена новая котельная установленной тепловой мощностью 51,2 Гкал/час, основное топливо - уголь.

В ауле Акмол существующая котельная ГКП «Целиноградская коммунальная служба», с установленной тепловой мощностью 19,5 Гкал/час, основное топливо- уголь, а также строящаяся Центральная котельная мощностью 53,8 Гкал/час, основное топливо-уголь.

На этих объектах также предусматривается перевод котлов на сжигание газа.

Зерендинский и Аршалинский районы

Потребители, относящиеся к категории промышленные, отсутствуют.

Реализация Проекта газификации области позволит перевести ряд объектов, производящих тепло-электроэнергию на природный газ, а также использовать его для отопления и пищеприготовления в жилом секторе, что существенно улучшит топливно-энергетический баланс и экологическую ситуацию в отдельных районах и области в целом. При этом будут достигаться как скрытый (связанный с качеством производимой

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

продукции при использовании газа и комфортностью его использования для бытовых нужд), так прямой экономический эффекты от снижения стоимости используемых энергоносителей.

Имея повышенную теплоту сгорания, природный газ требует значительно меньших затрат на производство, доставку и потребление, чем твердое или жидкое топливо. Газ легко транспортировать, регулировать и контролировать при горении. Высокий эффект использования природного газа обеспечивается за счет интенсификации технологических процессов, сокращения удельного расхода топлива и временного цикла отдельных производственных процессов, создания условий для контроля над их автоматизацией и т.д.

Расчетная численность населения для опеределения объемов газопотребления принята:

по данным утвержденных генеральных планов городов;

по данным генерального плана пригородной зоны г. Астаны;

по материалам газификации территории СЭЗ Щучинско-Боровской курортной зоны;

по данным акиматов районов;

по данным Агенства Республики Казахстан по статистике с учетом существующего тренда и динамики численности населения.

Для расчета прогнозного газопотребления населенными пунктами Акмолинской области учитывались данные анализа среднемесячного потребления газа домохозяйствами за 2007-2009 гг. по г. Костанай.

Анализ рынка сырья

На территории Казахстана установлено 5 нефтегазоносных районов с промышленными запасами газа: Прикаспийская, Северо-Кавказско-Мангышлакская, Туранская и Тянь-Шань-Памирская. Помимо пяти промышленных нефтегазоносных районов установлены нефтегазоперспективные районы: Западно-Сибирская (Казахстанская часть), Алаколь-Илийская, Средне-Сырдарьинская, где в последние годы по комплексному исследованию органического вещества, образцов пород отмечаются положительные результаты.

Начальные суммарные ресурсы газа Казахстана оцениваются по состоянию на 1 января 2010 года в 3,9 трлн. м^3, в том числе растворенного газа – 2,3 трлн. м^3, свободного газа – 1,6 трлн. м^3. Наиболее значительные ресурсы газа сосредоточены в недрах Прикаспийской нефтегазоносной провинции- 3,72 трлн. м^3.

Нефтегазоносные районы республики занимают площадь около 62% территории Казахстана. Географическое размещение запасов газа распределено так, что 98% всех запасов газа находятся в недрах Западного Казахстана с территориальной принадлежностью к Мангистауской, Атырауской, Западно-Казахстанской и Актюбинской областям, а значительная часть промышленности - в Центральном и Восточном регионах.

По состоянию на 1 января 2010 года Государственным балансом учтено 202 месторождения свободного и растворенного газа, различающихся по геологическому строению, стратиграфическому диапазону платформенного чехла и нефтегазоносности.

Специфика казахстанских газовых ресурсов такова, что большая их часть является попутным газом, и, следовательно, добыча газа привязана к специфике добычи жидких фракций углеводородов. В частности, значительный объем добытого сырого газа закачивается обратно в пласт для поддержания пластового давления и первоочередной добычи жидких углеводородов.

Территория Западно-Казахстанской области включает две нефтегазаносные области: Северо-Западную бортовую, где нефтегазоносными являются подсолевые и межсолевые отложения, и Центрально-Прикаспийскую внутреннюю, где нефтегазоносность и ее перспективы связываются с надсолевыми отложениями. Наиболее изученной является Северо-Западная бортовая нефтегазоносная область, разделяющаяся на три нефтегазоносных района, в пределах которых установлен ряд зон нефтегазонакопления: Внешний прибортовой (Чинаревская, Приграничная, Карповская), Бортовой (Тепловско-Токаревская, Дарьинско-Декрульская, Межуступная) и Внутренний прибортовой (Карашаганак-Кобладинская).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Свыше 15 месторождений углеводородов сосредоточены в северо-западной нефтегазоносной области, наиболее крупным из которых является Карашаганак, расположенное на границе с российским месторождением «Оренбург». Объем добываемой нефти и газа на месторождении составляет примерно 20% всего производства нефти в Казахстане. Газовые ресурсы Западно-Казахстанской области в основном состоят из свободного газа и незначительной части запасов растворенного газа. Запасы свободного и растворенного газа по категорий $A+B+C_1$ по состоянию на 1 января 2010 года составляют соответственно 691 640,3 млн. $м^3$ и 139 102,6 млн. $м^3$, по категории C_2 – 75 419,0 млн. $м^3$ и 50 755,0 млн. $м^3$, и 25% от общих запасов газа Республики Казахстан.

По Западно-Казахстанской области Государственным балансом запасы газа учтены по 12 месторождениям, из которых два месторождения находятся в разработке (Карачаганак, Чинаревское), 2 месторождения относятся к группе разведываемых, 8 месторождений являются подготовленными к промышленному освоению. Профиль добычи газа на месторождениях Западно-Казахстанской области до 2030 года будет на уровне до 18,0 млрд. $м^3$ в год, при этом вырабатываемый объем товарного газа составит порядка 50% от добываемого газа.

Таким образом, подтвержденные ресурсы свободного газа и профиль добычи газа на месторождениях Западно-Казахстанской области до 2030 года покрывают необходимые потребности Акмолинской области в товарном газе до 1,0 млрд. $м^3$ в год, и создают достаточный баланс поставки газа до 8,0 млрд. $м^3$ в год на расчетный период потребления газа южным и северным регионам с учетом прогнозируемой сезонной неравномерности потребления газа.

Перспективную газификацию Акмолинской области товарным газом возможно обеспечить ресурсами с нефтегазовых месторождений Западно-Казахстанской области, в рамках перспективного строительства магистрального газопровода «Запад-Север-Центр». Поставки газа предполагается осуществлять посредством взаимозамещения российского газа через магистральный газопровод «Бухара-Урал».

Риски коммерческого характера и мероприятия по их снижению

К рискам коммерческого характера относятся:

возможные перебои с поставками газа для потребителей;

неплатежеспособность потребителей.

Мероприятия по снижению рисков:

взаимодействие всех сторон, участвующих в реализации Проекта;

формирование резервных фондов материалов и комплектующих;

ужесточение требований к потребителям по оплате за поставленный газ.

6.2 Мощность предприятия

В результате проведенного анализа численности населения, структуры жилого фонда по каждому населенному пункту, мощности существующих коммунально-бытовых, сельскохозяйственных и промышленных потребителей, социальной значимости, в районах были выделены населенные пункты, подлежащие газификации природным газом на 1 этапе до 2020 года. При этом основные показатели к 2020 году достигнут следующих значений:

количество газифицированных населенных пунктов - 82 единиц;

численность газообслуживаемого населения - 479,5 тыс. чел.;

общий годовой объем потребления - 505,4 млн. $м^3$/год,

в том числе население – 220,1 млн. $м^3$/год;

общий часовой объем потребления достигнет - 143,0 тыс. $м^3$/час,

в том числе население - 65,1 тыс. $м^3$/год.

Источниками газоснабжения являются АГРС «Кокшетау», АГРС «Щучинск», АГРС «Астана-1», АГРС «Астана-2».

Прогнозные показатели объемов газопотребления рассчитаны с использованием материалов Региональной схемы газификации Акмолинской области и приведены в таблице 1.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Сводные показатели прогнозных объемов газопотребления

Таблица 1

Наименование административных районов	Численность населения		Прогнозный объем газопотребления на расчетный срок				
			ВСЕГО, млн. м^3/год	в том числе			
	фактическая тыс. чел.	на расчетный срок, тыс.чел.		население	комбыт	промышленность	ТЭКи
АГРС «Кокшетау»							
Кокшетау	163,0	218	172,2	47,6	9,5	28,5	83,2
Зерендинский район	29,5	30,2	62,0	30,9	6,2	23,2	0,6
АГРС «Щучинск»							
Бурабайский район	106,8	131,3	141,6	56,9	11,4	39,8	30,8
АГРС «Астана-1», АГРС «Астана-2»							
Целиноградский район	77,9	96,1	124,6	81,4	8,1	32,6	0,0
Аршалынский район	3,9	3,9	5,0	3,3	0,3	1,3	0,0
ИТОГО:	381,1	479,5	505,4	220,1	35,5	125,4	114,6
			100%	43,5%	7,0%	24,8%	22,7%

Основные характеристики источников газоснабжения в соответствии с техническими требованиями ТОО «АстанаГаз КМГ» приведены в таблице 2.

Основные характеристики источников газоснабжения

Таблица 2

Наименование источника	Максимальная производительность, тыс. м^3/ч	Ко-во выхо-дов, шт	Давление на выходе, МПа	Диаметр выходного коллектора мм	Температура газа на выходе, С	Примечание
АГРС – «Кокшетау»	130	1	1,2	325	t max=+10 °С, t min=+0 °С	проектируемый МГ «Запад-Север-Центр» Ду700 мм, Ру5,4 МПа
АГРС – «Щучинск»	50	1	1,2	426	t max=+10 °С, t min=+0 °С	
АГРС – «Астана-1»	205	1	1,2	530	t max=+10 °С, t min=+0 °С	
АГРС – «Астана-2»	205	1	1,2	530	t max=+10 °С, t min=+0 °С	

Подача природного газа прогнозируется до 2030 года на уровне - 505,4 млн. м^3/год, в том числе:

от АГРС «Кокшетау» - 234,2 млн. м^3/год;

от АГРС «Щучинск» - 141,6 млн. м^3/год;

от АГРС «Астана-1» и АГРС «Астана-2» - 129,6 млн. м^3/год.

В ТЭО рассмотрена схема распределения газа от АГРС с учетом прогнозных объемов потребления.

Рабочее давление распределительных газопроводов от АГРС - PN1,2 МПа.

Пункты редуцирования газа предусматриваются блочно-комплектными полного заводского изготовления.

Распределительные сети газоснабжения населенных пунктов представляют собой комплекс сооружений, состоящий из следующих основных элементов: газовых сетей высокого до 1,2 МПа, среднего 0,3 МПа и низкого ≤0,005 МПа давлений, индивидуальных шкафных газорегуляторных пунктов и групповых газорегуляторных пунктов групп многоэтажных домов.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Подача природного газа в сельские населенные пункты от АГРС предусматривается со строительством межпоселковых газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа и установкой для каждого населенного пункта ГРП. Перспективная система распределения от ГРП – двухступенчатая, с подачей газа по газопроводам среднего 0,3 МПа и низкого ≤0,005 МПа давлений, связь между которыми осуществляется через шкафные пункты редуцирования газа на 1 и 2 абонента.

Основные показатели газораспределительных систем Акмолинской области от АГРС «Кокшетау», «Щучинск», «Астана-1», «Астана-2». 1-этап

Таблица 3

Очередь строительства	Пусковые комплексы	Наименование объекта	Участки			
			Протяженность распределительных газопроводов (ГВД PN1, 2МПа), км	Количество головных пунктов редуцирования газа, шт.	Протяженность распределительных газопроводов (ГСД PN0, 3МПа), км	Групповые ШРП, шт
Газификация г. Кокшетау						
I	1	1 пусковой комплекс	8,0	1		
	2	2 пусковой комплекс	32,4	5	52,1	401
	3	3 пусковой комплекс	4,6	1		
		Итого	*45,0*	*7*	*52,1*	*401*
Газификация Зерендинский район						
II	1	1 пусковой комплекс	52	1	10,0	5
	2	2 пусковой комплекс	79,8	15		
	3	3 пусковой комплекс	49,7	7		
	4	4 пусковой комплекс	72,9	7		
		Итого	*254,4*	*30*	*10,0*	*5*
Газификация Бурабайского района						
III	1	1 пусковой комплекс	46,2	4	36,5	107
	2	2 пусковой комплекс	19,6	3		
	3	3 пусковой комплекс	50,6	5		1
	4	4 пусковой комплекс	76,9	7		
	5	5 пусковой комплекс	59,2	9		
		Итого	*252,5*	*28*	*36,5*	*108*
Газификация Целиноградского и Аршалынского районов						
IV	1	1 пусковой комплекс	57,5	6		
	2	2 пусковой комплекс	49,1	7		
	3	3 пусковой комплекс	55,5	10		
		Итого	*162,1*	*23*		
Всего			714,0	88	98,6	514

6.3 Обеспечение ресурсами

В ТЭО выполнены расчеты по определению необходимых материальных ресурсов строительства объектов газораспределительной системы от проектных АГРС магистрального газопровода «Тобол-Кокшетау-Астана» («Запад-Север-Центр») для газоснабжения г. Кокшетау, г. Щучинск, населенных пунктов Зерендинского, Бурабайского, Целиноградского и Аршалынского районов состоящих из:

межпоселковых газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа и газопроводов-отводов на головные ГРП населенных пунктов;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

распределительных газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа и газопроводов-отводов на головные ГРП городов Кокшетау, Щучинск, п. Зеренда;

межквартальных распределительных сетей среднего давления PN 0,3 МПа с установкой групповых ШРП для подачи газа на группы домов многоэтажной застройки городов Кокшетау, Щучинск, п. Зеренда;

инженерных систем (электрохимической защиты стальных трубопроводов от коррозии, автоматизированного мониторинга показаний узлов учета расхода газа на головных ГРП).

Основные показатели по отводу земель для строительства объектов газораспределительной системы

Ширина строительной полосы для проведения работ по строительству межпоселковых газопроводов и межквартальных строительно-монтажных работ – до 14,0 м.

Показатели по отводу земель во временное краткосрочное пользование на период строительства линейной части объектов газораспределительной системы

Таблица 4

Наименование	Ширина полосы отвода (при снятии и восстановлении плодородного слоя), м	Протяженность газопроводов, м	Площадь отвода, га	Временные здания и сооружения при строительстве (базы механизации, склады и т.п.)	ИТОГО:
				Труборазгрузочные и трубосварочные базы 100х100 площадки	
г. Кокшетау	14	45000	63,0	7,0	142,94
		52100	72,94		
Зерендинский район	14	254400	356,16	8	378,16
		10000	14		
Бурабайский район	14	252500	353,5	10	414,6
		36500	51,1		
Целиноградский район	14	150600	210,84	6	216,84
Аршалынский район	14	11500	16,1	1	17,1
ИТОГО:					1169,64

Показатели по отводу земель в постоянное землепользование под сооружение пунктов редуцирования газа, га

Таблица 5

Наименование	Пункты редуцирования газа, шт		Крановые узлы в колодцах/в ограждении		ИТОГО площадь отвода, га
	Размер площадки, м	Кол-во, шт	Размер, м	Кол-во, шт	
г. Кокшетау	28х12	7	2,5х2,5	9	0,2408
Зерендинский район	12х6	30	2,5х2,5	51	0,2479
Бурабайский район	12х6	28	2,5х2,5	52	0,2341
Целиноградский район	12х6	22	2,5х2,5	30	0,1772
Аршалынский район	12х6	1	2,5х2,5	3	0,0091
ИТОГО:					**0,9091**

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Для строительства объектов газораспределительной системы Акмолинской области от АГРС «Кокшетау», «Щучинск», «Астана-1», «Астана-2» потребуется выделение земельных участков во временное землепользование на период строительства газопровода 1169,64 га и в постоянное землепользование для размещения объектов газопровода площадью 0,9091 га.

Трубы, арматура, фитинги

Газопровод высокого давления PN 1,2 МПа от АГРС до ГРП населенных пунктов принимается из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10705 (группа В) ГОСТ 10704, стальных электросварных спиральношовных труб, стальных бесшовных прямошовных труб, стальных водогазопроводных труб.

Соединительные детали – отводы по ГОСТ 17375-2001, переходы по ГОСТ 17378-2001, тройники по ГОСТ 17376-2001, заглушки по ГОСТ 17379-2001.

Полиэтиленовые газопроводы среднего давления предусматриваются из труб по СТ РК ИСО 4437-2004 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8.

Проектируемый подземный газопровод высокого давления будет проложен вне территории населенных пунктов, в основном в коридорах инженерных коммуникаций, параллельно и с пересечением лесополос, автодорог, инженерных коммуникаций, линий электропередач 0,4 и 10 кВ.

Пересечение автодорог I-IV категорий предусматривается закрытым способом в футлярах.

Доставка оборудования и материалов

Основные строительные грузы (стальные трубы, технологическое оборудование газораспределительной системы, утяжеляющие пригрузы, кабельная и электротехническая продукция) будут поступать с заводов-изготовителей по железной дороге до ближайших станций разгрузки с последующей развозкой (доставкой на участки работ) по трассе специализированным (трубовозы-плетевозы, прицепы-полуприцепы, тягачи и др.) автотранспортом.

Подключение к сетям энергоснабжения проектируемых объектов и сооружений (ГРП, систем ЭХЗ) будет осуществляться согласно техническим условиям электросетевых компаний.

Обеспечение производственной связи будет решаться устройством оперативной связи с использованием каналов АО «Казахтелеком», для передачи данных о контролируемых параметрах объектов газораспределительной системы используются каналы GSM/GPRS.

Местные строительные материалы, включая мягкий грунт, гравий, щебень, песок, необходимые для устройства искусственного основания под фундаменты блок-боксов ГРП и автоподъезды к ним, а также необходимые для устройства технологического проезда будут завозиться автотранспортом непосредственно из действующих карьеров, а также «резервов» грунта, определяемые по согласованию с местными исполнительными органами.

6.4 Основные технико-технологические решения

Согласно Региональной схеме газификации Акмолинской области от МГ «Запад-Север-Центр» предполагается строительство отводов на АГРС-«Кокшетау», АГРС-«Щучинск», АГРС-«Макинск», АГРС-«Акколь», АГРС-«Шортанды», АГРС-«Аршалы».

Природный газ для населенных пунктов Акмолинской области поставляется на газораспределительные станции (ГРС) от АГРС магистрального газопровода «Запад-Север-Центр» и будут являться пунктами передачи газа.

На 1-этапе с расчетным сроком ввода в эксплуатацию до 2020 года предполагается строительство и ввод в эксплуатацию газораспределительных сетей, осуществляющих подачу газа от АГРС «Кокшетау», «Щучинск», «Астана-1», «Астана-2» (МГ «Запад-Север-Центр»).

Строительство АГРС «Макинск», АГРС «Акколь», АГРС «Шортанды», АГРС «Аршалы» предусматривается на 2 и 3 этапах строительства.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В настоящем заключении рассмотрен 1-этап строительства. В 1-этап включены объекты газификации г. Кокшетау, Зерендинского, Борабайского и Целиноградского районов, связанных с транспортировкой природного газа АГРС «Кокшетау», «Щучинск», «Астана-1» и «Астана-2» до газорегуляторных пунктов на границе населенных пунктов и жилых кварталов городов. На последующих этапах проектирование по газификации населенных пунктов и жилых кварталов будет выполнено на основании Постановления Правительства Республики Казахстан от 29 декабря 2009 года № 2225 с учетом данного ТЭО и утвержденной Региональной схемы газификации области.

1-этап строительства объектов газораспределительной системы Акмолинской области предусматривает выделение следующих очередей и пусковых комплексов:

I-я очередь строительства предполагает строительство распределительных газопроводов от АГРС «Кокшетау» для газификации г. Кокшетау и населенных пунктов, входящих с состав городской администрации: с. Красный Яр и п. Станционный:

1-й пусковой комплекс – строительство подводящего распределительного газопровода высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головного ГРП-1 для газификации с. Красный Яр;

2-й пусковой комплекс – строительство распределительного газопровода высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головных ГРП-2÷6 и распределительных газопроводов среднего давления с установкой групповых ШРП для газификации жилых домов микрорайонов многоэтажной застройки г. Кокшетау;

3-й пусковой комплекс – строительство подводящего распределительного газопровода высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головного ГРП-7 для газификации п. Станционный.

II-я очередь строительства предполагает строительство распределительных газопроводов от АГРС- Кокшетау» для газификации населенных пунктов Зерендинского района:

1-й пусковой комплекс – строительство подводящего распределительного газопровода высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головного ГРП для газификации с. Зеренда и внутрипоселковых распределительных газопроводов среднего давления с установкой групповых ШРП для газификации жилых домов многоэтажной застройки.

2-й пусковой комплекс – строительство межпоселковых распределительных газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головных ГРП для газификации с. Садовое, с. Березняковка, с. Заречное, с. Акадыр, с. Чаглинка, с. Приречное, с. Павловка, с. Айдарлы, с. Кошкарбай, с. Кеноткель, с. Троицкое, с. Красный Кордон, с. Байтерек, с. Коктерек, с. Серафимовка;

3-й пусковой комплекс – строительство межпоселковых распределительных газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головных ГРП для газификации с. Викторовка, с. Айдабол, с. Красиловка, с. Богенбай би, с. Гранитный, с. Васильковка, с. Конысбай;

4-й пусковой комплекс – строительство межпоселковых распределительных газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головных ГРП для газификации с. Алексеевка, с. Азат, с. Куропаткино, с. Еленовка, с. Симферопольское, с. Акколь, международный аэропорт, с. Ивановка.

III-я очередь строительства – строительство распределительных газопроводов от АГРС «Щучинск» для газификации г. Щучинск и населенных пунктов Бурабайского района:

1-й пусковой комплекс – строительство распределительного газопровода высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головных ГРП-1÷4 и распределительных газопроводов среднего давления с установкой групповых ШРП для газификации жилых домов микрорайонов многоэтажной застройки г. Щучинск;

2-й пусковой комплекс – строительство межпоселковых распределительных газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головных ГРП для газификации п. Бурабай, с. Окжетпес и с. Зеленый бор;

3-й пусковой комплекс – строительство межпоселковых распределительных газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головных ГРП для газификации с. Кумызынай, с. Жанаталап, с. Мадениет, с. Катарколь, с. Ключевое, с. Акылбай;

4-й пусковой комплекс – строительство межпоселковых распределительных газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головных ГРП для газификации с. Кенесары, с. Баянбай, с. Кызылагаш, с. Златополье, с. Озерное, с. Савинка, с. Первомайское;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

5-й пусковой комплекс – строительство межпоселковых распределительных газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головных ГРП для газификации с. Карашилик, с. Красный Кордон, с. Дмитриевка, с. Урумкай, с. Успенюрьевка, с. Корнекты, с. Жанажол, с. Атамекен, с. Каражар.

IV-я очередь строительства – предполагает строительство распределительных газопроводов от АГРС «Астана-1», «Астана-2» и распределительных сетей для газификации населенных пунктов Целиноградского и Аршалынского районов:

1-й пусковой комплекс – строительство межпоселковых распределительных газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головных ГРП для газификации а. Караоткель, а. Акмол, с. Отемис, с. Талапкер, с. Воздвиженка Целиноградского района и, строительство распределительного газопровода высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головного ГРП а. Жибек жолы Аршалынского района;

2-й пусковой комплекс – строительство межпоселковых распределительных газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головных ГРП для газификации с. Кажымукан, с. Максимовка, с. Тонкерис, с. Фарфоровое, с. Семеновка, с. Новоишимка, с. Луговое;

3-й пусковой комплекс – строительство межпоселковых распределительных газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа с установкой головных ГРП для газификации с. Шубар, с. Малотимофеевка, с. Коянды, с. Софиевка, с. Кощи, с. Тайтобе, а. Кабанбай батыра, с. Кызылжар, а. Рахымжана Кошкарбаева, с. Кызылсуат.

В ТЭО были рассмотрены и оценнены по укрупненным показателям две схемы газораспределительных сетей для газоснабжения населенных пунктов, рассматриваемых в Первом этапе от проектных АГРС - вариант-1 (схема 1) и вариант-2 (схема 2).

По схемам 1 и 2 количество охватываемых газоснабжением населенных пунктов одинаково, отличие составляют варианты трассировки газопровода, при этом прокладка газопровода в обоих вариантах предусматривается в существующих инженерных коридорах, преимущественно вдоль автомобильных дорог.

В результате сравнения основных технико-экономических показателей для дальнейшего рассмотрения в качестве базового принят Вариант 1 (Схема 1) по критерию наименьших удельных капитальных вложений в строительство 1 км газораспределительных сетей.

Перспективная схема газоснабжения на 1-этапе охватывает следующие населенные пункты.

Газораспределительные сети от АГРС «Кокшетау»:

г. Кокшетау, с. Красный яр, п. Станционный;

Зерендинский район – с. Зеренда, с. Садовое, с. Березняковка, с. Заречное, с. Акадыр, с. Чаглинка, с. Приречное, с. Павловка, с. Айдарлы, с. Кошкарбай, с. Кенoткель, с. Троицкое, с. Красный Кордон, а. Байтерек, с. Коктерек, с. Серафимовка, с. Викторовка, с. Айдабол, с. Красиловка, а. Богенбай би, с. Гранитный, с. Васильковка, с. Конысбай, п. Алексеевка, с. Азат, с. Куропаткино, с. Еленовка, с. Симферопольское, с. Акколь и международный аэропорт «Кокшетау», с. Ивановка.

Газораспределительные сети от АГРС «Щучинск»:

г. Щучинск;

Бурабайский район и объекты туризма и отдыха – п. Бурабай, с. Окжетпес, с. Зеленый Бор, с. Кумызынай, с. Жанаталап, с. Мадениет, с. Катарколь, с. Ключевое, с. Акылбай, с. Кенесары, с. Баянбай, с. Кызылагаш, с. Златополье, с. Озерное, с. Савинка, с. Первомайское, с. Карашилик, с. Красный Кордон, с. Дмитриевка, с. Урумкай, с. Успеноюрьевка, с. Корнекты, с. Жанажол, с. Атамекен, с. Каражар.

Газораспределительные сети от АГРС-1 «Астана» и АГРС-2 «Астана»:

Целиноградский район – аул Караоткель, а. Акмол, с. Отемис, с. Талапкер, с. Воздвиженка, с. Кажымукан, с. Максимовка, с. Тонкерис, с. Фарфоровое, с. Семеновка, с. Новоишимка, с. Луговое, с. Шубар, с. Малотимофеевка, с. Коянды, с. Софиевка, Кощи, с. Тайтобе, а. Кабанбай батыра, с. Кызылжар, аул Рахымжана Кошкарбаева, с. Кызылсуат;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Аршалынский район – а. Жибек Жолы.

Газ от источников газоснабжения – АГРС МГ «Тобол-Кокшетау-Астана» («Запад-Север-Центр») с заданными параметрами подается в газораспределительные сети. Подаваемый природный газ поставщиком соответствует ГОСТ 5542-87.

Основная деятельность по осуществлению транзитной и внутренней транспортировки природного газа, обеспечению внутренних потребностей в газе регулируется группой компаний АО «КазТрансГаз», дочерней организацией АО НК «КазМунайГаз», входящей в холдинг АО «Самрук-Казына».

Для обеспечения природным газом потребителей от АГРС магистрального газопровода «Тобол-Кокшетау-Астана» (Запад-Север-Центр) предусматривается многоступенчатая система с подачей газа потребителям по газопроводам высокого — до 1,2 МПа, среднего 0,3 МПа и низкого 0,003 МПа.

Система сетей газопроводов для обеспечения бесперебойной подачи газа всем потребителям, является простой, удобной и безопасной в обслуживании, предусматривает возможность отключения отдельных ее элементов для производства аварийных и ремонтных работ.

Для выполнения принятых решений по обеспечению природным газом потребителей от АГРС магистрального газопровода «Тобол-Кокшетау-Астана» (Запад-Север-Центр) предусматривается газовая инфраструктура, представляющая собой:

для городов (г. Кокшетау, г. Щучинск) - трехступенчатую газораспределительную системус подачей газа потребителям по газопроводам высокого — до 1,2 МПа, среднего 0,3 МПа и низкого ≤0,005 МПа давлений, связь между которыми осуществляется через пункты редуцирования газа. В составе ТЭО для городов учтены только распределительные газопроводы от АГРС высокого давления PN 1,2 МПа с головными пунктами редуцирования газа и межквартальные газопроводы среднего давления PN 0,3 МПа со шкафными пунктами редуцирования газа, обеспечивающими подачу газа для потребителей проживающих в домах многоэтажной жилой застройки. Распределительные газопроводы низкого давления предназначены для подачи газа на нужды населения (отопление, горячее, водоснабжение и пищеприготовление). Подача газа отдельным потребителям (производственные и коммунальные предприятия, отопительные коммунальные котельные) осуществляется через газопроводы-вводы, которые присоединены к распределительным газопроводам высокого давления II категории через газораспределительные пункты (ГРП), газораспределительные пункты шкафные (ГРПШ) или газорегуляторные установки (ГРУ);

подача природного газа в сельские населенные пункты от АГРС предусматривается со строительством межпоселковых газопроводов высокого давления PN 1,2 МПа и установкой для каждого населенного пункта ГРП. Перспективная система распределения от ГРП – двухступенчатая, с подачей газа по газопроводам среднего 0,3 МПа и низкого ≤0,005 МПа давлений, связь между которыми осуществляется через шкафные пункты редуцирования газа на 1 и 2 абонента.

Методика расчета и подходы в определении объемов прогнозного потребления природного газа по Акмолинской области в рамках региональной схемы газификации, выполненной Консорциум компании: ТОО «OlympexAdvisers» и ТОО «КАТЭК» согласованы с АО «КазТрансГаз» и утверждены решением Научно-технического совета АО «КазТрансГаз» (протокол № 1 от 16 мая 2013 года).

Количество населенных пунктов от АГРС, подключаемых к газораспределительным сетям принято с учетом технической возможности, с уточнением схемы газоснабжения.

Газораспределительные сети от АГРС «Кокшетау»

г. Кокшетау

газифицируемые населенные пункты – г. Кокшетау, с. Красный яр, п. Станционный;
газопроводы высокого давления PN 1,2 МПа – 45,0 км;
распределительные газопроводы среднего давления PN 0,3 МПа - 52,1 км;
головные пункты редуцирования газа (ГГРП) – 7 шт.;
групповые пункты редуцирования газа (ШРП) - 401 шт.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Зерендинский район

газифицируемые населенные пункты – с. Зеренда, с. Садовое, с. Березняковка, с. Заречное, с. Акадыр, с. Чаглинка, с. Приречное, с. Павловка, с. Айдарлы, с. Кошкарбай, с. Кеноткель, с. Троицкое, с. Красный Кордон, а. Байтерек, с. Коктерек, с. Серафимовка, с. Викторовка, с. Айдабол, с. Красиловка, а. Богенбай би, с. Гранитный, с. Васильковка, с. Конысбай, п. Алексеевка, с. Азат, с. Куропаткино, с. Еленовка, с. Симферопольское, с. Акколь и международный аэропорт «Кокшетау», с. Ивановка;

газопроводы высокого давления PN 1,2 МПа – 254,4 км;

распределительные газопроводы среднего давления PN 0,3 МПа -10,0 км;

головные пункты редуцирования газа (ГГРП) – 30 шт.;

групповые пункты редуцирования газа (ШРП) – 5 шт.

Газораспределительные сети от АГРС «Щучинск»

г. Щучинск и объекты туризма и отдыха

газифицируемые населенные пункты – г. Щучинск;

газопроводы высокого давления PN 1,2 МПа – 46,2 км;

распределительные газопроводы среднего давления PN 0,3 МПа - 36,5 км;

головные пункты редуцирования газа (ГГРП) – 4 шт.;

групповые пункты редуцирования газа (ШРП) – 107 шт.

Бурабайский район и объекты туризма и отдыха

газифицируемые населенные пункты – п. Бурабай, с. Окжетпес, с. Зеленый Бор, с. Кумызынай, с. Жанаталап, с. Мадениет, с. Катарколь, с. Ключевое, с. Акылбай, с. Кенесары, с. Баянбай, с. Кызылагаш, с. Златополье, с. Озерное, с. Савинка, с. Первомайское, с. Карашилик, с. Красный Кордон, с. Дмитриевка, с. Урумкай, с. Успеноюрьевка, с. Корнекты, с. Жанажол, с. Атамекен, с. Каражар;

газопроводы высокого давления PN 1,2 МПа – 206,3 км;

головные пункты редуцирования газа (ГГРП) - 24 шт.

Газораспределительные сети от АГРС «Астана-1» и АГРС «Астана-2»

Целиноградский район

газифицируемые населенные пункты – аул Караоткель, а. Акмол, с. Отемис, с. Талапкер, с. Воздвиженка, с. Кажымукан, с. Максимовка, с. Тонкерис, с. Фарфоровое, с. Семеновка, с. Новоишимка, с. Луговое, с. Шубар, с. Малотимофеевка, с. Коянды, с. Софиевка, Кощи, с. Тайтобе, а. Кабанбай батыра, с. Кызылжар, а. Рахымжана Кошкарбаева, с. Кызылсуат;

газопроводы высокого давления PN 1,2 МПа – 150,6 км;

головные пункты редуцирования газа (ГГРП) – 22 шт.

Аршалынский район

газифицируемые населенные пункты – а. Жибек Жолы;

газопроводы высокого давления PN 1,2 МПа - 11,5 км;

головные пункты редуцирования газа (ГГРП) – 1 шт.

По каждому населенному пункту Зерендинского, Бурабайского, Целиноградского и Аршалынского районов, газифицируемых на 1 этапе, определены перспективные объемы роста газопотребления, проведены расчеты объемов максимального часового и годового потребления газа, учитывающие основные особенности сезонного газопотребления и прогноз спроса на другие виды энергоресурсов.

Расчетная потребность районов в природном газе определена:

на индивидуально-бытовые и коммунальные нужды, исходя из количества газоснабжаемых квартир и укрупненных норм расхода газа на эти нужды;

на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, исходя из количества газоснабжаемых квартир и укрупненного расчета объемов газа на нужды отопления и вентиляции;

на замену на модульные газовые котельные мелких угольных котельных с низким КПД использования угля;

для перевода на газ отопительных котельных, котельных коммунально-бытовых и промышленных предприятий, работающих на мазуте;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

на замену крупных электрических котельных (установленной мощностью более 10 Гкал/ч) на модульные газовые котельные и на производственные нужды сельского хозяйства по данным заказчика с учетом перевода на природный газ всего стационарного топливопотребляющего оборудования;

на использование природного газа при строительстве котельных новых микрорайонов городов Кокшетау, Щучинск в связи с высокой величиной удельного расхода топлива на выработку электрической и тепловой энергии или дефицитом электроэнергии на прилегающей территории;

на использование газа в качестве технологического сырья на отдельных промышленных предприятиях.

Технологичность систем газоснабжения определялась способностью снабжения потребителей газом в необходимых количествах и при давлениях, обеспечивающих оптимальные режимы эксплуатации, диаметр и производительность газопроводов и пунктов редуцирования газа приняты с учетом максимального охвата газоснабжением потребителей.

Распределительные сети газоснабжения населенных пунктов – представляют собой комплекс сооружений, состоящий из следующих основных элементов: газовых сетей высокого, среднего и низкого давлений, индивидуальных шкафных газорегуляторных пунктов и групповых газорегуляторных пунктов групп многоэтажных домов.

При сравнении двух систем по укрупненным капитальным вложениям для отдельных небольших населенных пунктов и поселков численностью населения до 1000 человек экономично проектировать двухступенчатую систему распределения с газопроводами среднего и низкого давления с групповыми ШРП.

Для крупных городов и населенных пунктов численностью свыше 10000 чел, целесообразна смешанная система: для микрорайонов индивидуальной жилой застройки – система распределения среднего давления с индивидуальными ШП, для микрорайонов многоэтажной застройки – система распределения среднего и низкого давления с групповыми ШРП.

Межпоселковые газопроводы – проработка вариантов строительства межпоселковых распределительных газопроводов осуществлялась путем по-вариантного сравнения технических показателей распределительных газопроводов давлением PN 0,6 МПа и PN1,2 МПа.

При выборе трассировки газопровода, учитывались следующие критерии:

оптимальная протяженность с целью максимального охвата населенных пунктов;

минимизация затрат при строительстве и эксплуатации газопровода, использова ние коридоров существующих инженерных коммуникаций (автомобильных дорог, линий электропередач, кабелей связи и др.);

возможность применения наиболее эффективных и высокопроизводительных технологий производства строительно-монтажных работ;

обеспечение доступности местности для строительства газопровода и причинения минимального ущерба для существующей инфраструктуры, обеспечения безопасной эксплуатации газопровода и др.

Проведено сравнение материалоемкости вариантов строительства газопроводов PN 1,2 МПа и PN 0,6 МПа.

Металлоемкость межпоселковых распределительных газопроводов с расчетными диаметрами на давление PN 1,2 МПа в 1,5 раза ниже металлоемкости распределительных газопроводов давлением PN 0,6 МПа.

Размещение трасс распределительных газопроводов и площадок размещения ГРП согласовано с местными исполнительными органами.

Выполнен гидравлический расчет межпоселковых газопроводов от АГРС «Кокшетау», АГРС «Щучинск», АГРС «Астана-1», АГРС «Астана-2» с учетом планируемых объектов перспективной схемы газоснабжения Акмолинской области, согласованной в рамках региональной схемы газоснабжения Акмолинской облости.

Глубина заложения подземных стальных газопроводов принята не менее:

0,6 м – в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин;

1,1 м – при пересечении оросительных и осушительных каналов;

1,0 м – на пахотных и орошаемых землях;

0,8 м – на остальных участках.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Для размещения отключающих устройств на трассе газопровода предусматриваются железобетонные колодцы круглого сечения из сборных железобетонных типовых конструкций по ГОСТ 8020-90.

Защита от коррозии подземных стальных газопроводов осуществляется комплексно:

изоляционными покрытиями весьма усиленного типа;

катодной поляризацией с помощью установок катодной защиты (УКЗ).

Трасса газопровода будет пересекать 23 водных объектов, самыми крупными из которых являются р. Ишим и р. Нура.

Переход через водотоки предусматривается:

через крупные водотоки переход будет осуществляться методом ГНБ;

через водотоки шириной до 10 м будет использоваться траншейный способ с отводом русла реки.

Предложенные проектные решения не окажут отрицательного влияния на режим водных объектов в процессе строительства и эксплуатации газопровода.

Разработка основных технических решений в ТЭО осуществляется с учетом результатов анализа степени опасности и риска аварий, связанных с ними чрезвычайных ситуаций и иных неблагоприятных воздействий на людей, материальные объекты и окружающую среду при строительстве, эксплуатации, консервации и ликвидации систем газоснабжения.

При проектировании газопроводов выполнен расчет на прочность и устойчивость, целью которого является исключение возможности возникновения в газопроводах недопустимых напряжений и деформаций.

В ТЭО предусматриваются мероприятия по противокоррозионной защите и по предотвращению деформаций газопроводов, которые могут привести к нарушению целостности и герметичности в процессе их эксплуатации.

Для обеспечения безопасной эксплуатации газопроводы будут оснащены запорной и регулирующей арматурой, предохранительными устройствами, средствами защиты, автоматизации, блокировок и измерения.

В ТЭО рассмотрено применение труб, соединительных деталей, материалов, технических устройств, технологических устройств и оборудования, соответствующих нормативным требованиям по безопасности.

Выбор технических устройств, материалов, труб и соединительных деталей, защитных покрытий, вида прокладки газопроводов предусматривается с учетом величин давления и температуры газа, гидрогеологических данных, природных условий, техногенных воздействий.

При анализе риска эксплуатации систем газоснабжения в ТЭО рассматриваются возможные сценарии аварий и нештатных ситуаций, на основании которых предусматриваются меры для снижения последствия этих аварий или минимизации возможности развития аварий.

Для исключения случаев разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ, приняты нижеследующие решения:

выбор оборудования, материалов и размеров трубопровода, способы соединения принят исходя из показателей надежности, с учетом категории взрывопожароопасности технологической системы;

все используемое оборудование и трубопроводы должны эксплуатироваться в режимах и сроках согласно проектным решениям и руководству по эксплуатации, предоставляемое в комплекте поставки на каждое оборудование;

для фланцевых соединений определяется срок их эксплуатации, порядок контроля состояния и периодичности замены всех элементов, обеспечивающих нормированные характеристики крепежных деталей и герметичность соединений;

на всех аппаратах, содержащих опасные вещества, устанавливаются предохранительные клапаны, предотвращающие создание в аппаратах давления выше нормированного;

технологические установки оснащаются современными системами автоматического регулирования параметров процесса и эффективными быстродействующими системами приведения технологических параметров в норму.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Принятые в ТЭО технико-технологические решения по исключению рисков обеспечивают противоаварийную устойчивость линейных сетей и оборудования распределения газа.

6.5 Автоматизированная система управления технологическим процессом регулирования газоснабжения (АСУ ТП РГ)

В соответствии с требованиями п.4.9 МСН 4.03-01-2003 «Газораспределительные системы» газораспределительные сети поселений с населением более 100 тыс. человек должны быть оснащены автоматизированными системами дистанционного управления технологическим процессом распределения газа и коммерческого учета потребления газа (АСУ ТП РГ), обеспечивающую:

мониторинг режима работы технологического оборудования;

безопасность и охрану производственных объектов;

анализ и оптимальное управление режимами распределения газа;

формирование информации для оперативного персонала аварийно-диспетчерских служб при локализации аварийных ситуаций на участках газораспределительной сети;

учет газа;

защиту информации от несанкционированного доступа;

возможность наращивания функциональных задач.

АСУ ТП РГ предназначена для учета (в том числе при коммерческих операциях) расхода природного газа в единицах приведенного к стандартным условиям объема (количества) природного газа, контроля за параметрами работы газорегуляторных пунктов (ГРПБ) и передачи информации в диспетчерский пункт на базе каналов связи системы GPRS.

Для уровня ГРП

Схема функциональной структуры показана к газораспределительной системе Акмолинской области для всех проектных ГРП (обеспечивающих редуцирование газа для сетевых ГРП и ГРП потребителей многоэтажного жилого сектора), а также для замерных узлов промышленных предприятий.

На ГРП планируется установить следующее оборудование:

запорный шаровый кран с электроприводом;

очистной фильтр от механических примесей;

счетчик газа;

переходник адаптер;

регулятор давления с нагужающим устройством от входного давления и дополнительный регулятор с электропневматической ступенью командного давления;

предохранительный клапан со свечой;

запорный кран;

манометр;

термометр;

флоу-компьютер.

ГРП предназначено для снижения и регулирования высокого давления газа на требуемое, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистки от механических примесей газа.

В ГРП предусматриваются две линии редуцирования. На входе на каждую нитку редуцирования устанавливается шаровый кран с электроприводом. Давление газового потока на входе измеряется манометром, после чего он проходит через фильтр очистки (до 5 мкм). Состояние фильтра контролируется датчиком перепада давления, который подключается к флоу-компьютеру для передачи информации о перепаде давления в диспетчерский пункт. Фильтр имеет очистной клапан.

Очищенный от механических примесей газ поступает в измерительный узел, где происходит измерение расхода, температуры и абсолютного давления газа.

Регулятор давления газа предназначен для поддержания постоянного выходного давления газа в регулирующей шине независимо от влияния возмущающих величин (входного давления и/или изменение расхода). Регулятор состоит из корпуса регулирующего органа, функциональных единиц «Регулирующего устройства» и предохранительного отсекающего клапана.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В нормальных условиях работы регулятора, система поддерживает постоянным выходное давление, а при превышении или понижении давления заданной величины, срабатывает предохранительный отсечной клапан, закрывающий линию.

Оператор диспетчерской может в аварийных или в иных случаях подать импульс на отключение отсечного предохранительного клапана.

Флоу-компьютер рассчитывает приведенный к нормальным условиям расход газа, а также принимает и обрабатывает следующие сигналы (рис.1):

сигнал от датчика абсолютного давления;
сигнал от датчика температуры (ТСМ);
сигнал управления регулирующим клапаном;
сигнал контроля от датчики состояния регулирующего клапана(открыт, закрыт);
сигнал от пожарных датчиков;
сигнал от охранных датчиков.

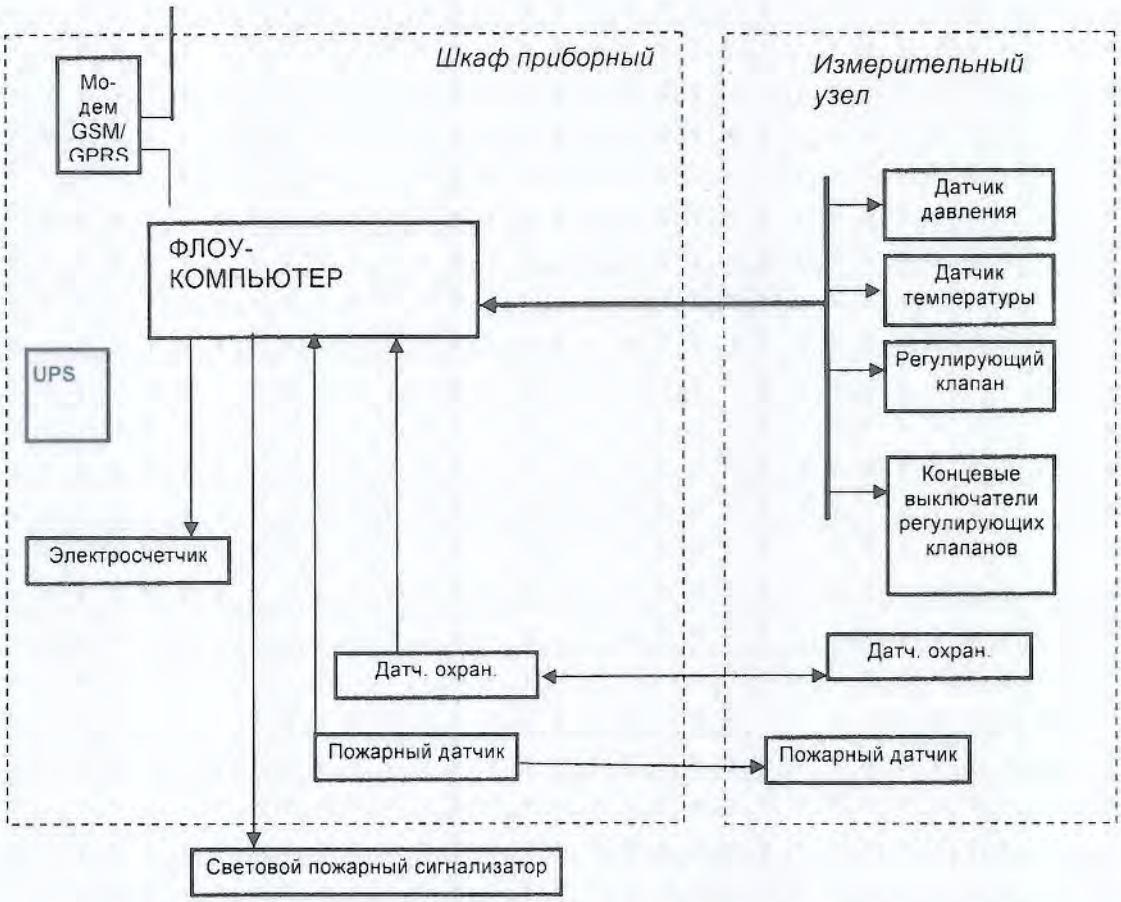

Рис. 1 Структурная схема узла учета газа ГРП и промпредприятий

Датчики давления и термопреобразователи сопротивления, расположенные в помещении газорегуляторного пункта должны иметь взрывобезопасное исполнение.

Датчики расхода газа должны соответствовать требованиям пункта 7.3.68 и требованиям таблицы 7.3.11 «Правил устройства электроустановок» для стационарных установок и допускающих эксплуатацию во взрывоопасных зонах помещений классов В-1а и В-1б.

Автоматизация сбора и передачи данных и диспетчеризация параметров потребления газа

Автоматизация технологических процессов и автоматизация сбора данных, объединяющая поток информации от локальных систем (ГРП) решается построением иерархической территориально распределенной автоматизированной системы сбора данных и управления в реальном масштабе времени на базе стандарта ОРС с использованием низкоскоростных каналов связи (GPRS).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Сбор и передачи данных осуществляется посредством коммуникационного сервера - программного продукта SplitOPC.

Автоматизированная система построена на следующих основных принципах:

Максимальное использование открытых международных стандартов:

использование международного открытого стандарта – OPC предоставляет возможность интеграции существующих (ранее установленных) приборов учета газа и сбора данных телеметрии;

возможность применения и «прозрачной стыковки» программно-технических решений различных поставщиков на базе стандарта OPC;

масштабируемость и расширяемость системы – от уровня регионального диспетчерского пункта, местного диспетчерского пункта до уровня центрального диспетчерского пункта;

коммуникационные шлюзы со встроенными таблицами псевдонимов обеспечивают возможность подключения к АСКУГ объектов учета газа ГРП, ГРС;

минимизация зависимости программно-аппаратных решений АСУ ТП РГ от «человеческого фактора» - использование промышленных стандартов обмена данными и разработки программного обеспечения ПО SCADA-система;

назначение прав доступа к определенным группам сигналов предотвращает возможность несанкционированной отдачи команды или изменения значений;

оптимизация стоимости АСУ ТП РГ – унификация технических решений, сокращение трудозатрат на внедрение.

Надежность и отказоустойчивость:

использование серийно выпускающихся отработанных и проверенных решений – минимизация отказов оборудования и ошибок программного обеспечения;

резервирование критических узлов системы;

организация защищенных отказоустойчивых каналов обмена данными АСУ ТП РГ (автоматическое резервирование каналов обмена данными, криптографическая защита данных и др.);

развитая система диагностики и самодиагностики оборудования и ПО АСУ ТП РГ, постоянный контроль достоверности информации;

оптимизация затрат на обслуживание и сопровождение АСУ ТР РГ.

Технология OPC (обеспечивающая связь и внедрение объектов для автоматизации управления и учета расхода газа на ГРП) обеспечивает универсальный механизм обмена между датчиками, исполнительными механизмами, флоу-компьютером с объектом и системами представления технологической информации, оперативного диспетчерского управления, а также системами управления базами данных.

В соответствии со спецификацией OPC доступа к текущим данным устройств (OPC Data Access), разные устройства и приложения различных производителей обмениваются данными друг с другом с использованием единого универсального программного протокола.

Главное преимущество использования OPC технологии состоит в том, что текущие значения измеряемых параметров представлены в едином формате – тегов OPC, что дает возожность создать единое информационное пространство для передачи данных в режиме реального времени большому количеству пользователей.

Программа SplitOPC поставляет данные любому клиенту OPC, и клиента OPC, собирая их с OPC серверов.

Базовым понятием взаимодействия «клиент-сервер» является элемент данных. Каждый элемент данных имеет значение, время последнего обновления и признак качества, определяющий степень достоверности значения. Реальная точность измерения времени обычно бывает с точностью до 100 наносекунд и зависит от реализации сервера и аппаратуры.

В качестве элементов данных, передаваемых и управляемых через автоматизированную систему и диспетчеризации потребления газа используются:

начение расхода газа приведенное к нормальным условиям;

значение мгновенного расхода газа;

значение температуры газа;

значение абсолютного давления газа;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

сигналы контроля от датчики состояния регулирующего клапана (открыт, закрыт);
сигнал управления регулирующим клапаном;
сигналы от пожарных датчиков;
сигналы от охранных датчиков.

Группа элементов создается ОРС сервером по требованию клиента, который может добавлять в группу элементы. Для группы клиентом задается частота обновления данных. Клиент может создавать для себя на ОРС сервере несколько групп, различающихся частотой обновления. Элементы группы – клиентские ссылки на реальные переменные (теги), находящиеся на сервере или в флоу-компьютере, устанавливаемом на каждом ГРП:

мгновенные данные;
часовой архив;
суточный архив;
месячный архив;
архив за интервальный период;
журнал событий;
журнал изменений параметров.

На верхней ступени иерархии находится сам ОРС сервер. Он является COM объектом, все остальные объекты доступны через его интерфейсы.

SplitOPC обладает системой запросов по IP адресам (IP запросы), и производит соединение абонентов. При этм собственная система «имен» позволяет программе организовать маршрут и транзит прохождения запросов и организации каналов передачи данных.

Для реализации проектных решений предусматривается установка трех версий программы SplitOPC:

Полнофункциональный сервер SplitOPC – «SplitOPC Full» (далее SF);
Серверное приложение SplitOPC – «SplitOPC Light» (далее SL);
Клиентское приложение SplitOPC – «SplitOPC Clientl» (далее SC).

Компьютеры с версией SC не доступны для запросов через SplitOPC другим клиентам. В этом нет небходимости, т.к. на них не установлены ОРС сервера и, следовательно нет источника тегов. Однако, в свою очередь, они имеют возможность получать все текущие значения измеряемых параметров (теги ОРС) от любого действующего ОРС-сервера.

Версия SL позволяет удаленным ОРС клиентам получить доступ к данным ОРС сервера (серверов), установленных на компьютере, имеющием версию SL. Однако клиентские ОРС приложения этого компьютера могут получать данные только от своих (установленных на этой машине) ОРС серверов. В этом состоит главное ограничение версии SL. Функцию транзита запросов и потока данных эта версия также не поддерживает.

Версия SF обеспечивает ОРС клиентам доступ ко всем ОРС – серверам, установленным на компьютерах с сетевым доступом, позволяет транслировать и маршрутизировать IP запросы и потоки данных, выполняя функции коммуникационного сервера.

Физически сеть создается современными аппаратными и программными средствами. Транспортные потоки запросов ОРС клиентов и данных с ОРС серверов строятся между узлами сети, на которых установлены одна из версий программы SplitOPC. При установке и регистрации SplitOPC каждый узел (ГРП, диспетчерские пункты) получает свое имя, названное «Host Name», которое попадает в пространство имен SplitOPC. HOST имя – это псевдоним, назначенный администратором SplitOPC, для идентификации узла. HOST имя всегда соответствует IP адресу узла. Это соответсвие закладывается в базу данных SplitOPC.

Кроме HOST имени в программе SplitOPC указывается имя ЗОНЫ. Имя ЗОНЫ складывается из HOST имен узлов (компьютеров), являющихся зонообразующими, в зависимости от иерархической структуры сети. Пространство имен SplitOPC (HOST имя и имя ЗОНЫ) – это иерархически упорядоченная структура со своими зонами ответственности. Принцип работы и система формирования имен в сети, образованной узлами представлен на рис. 2.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

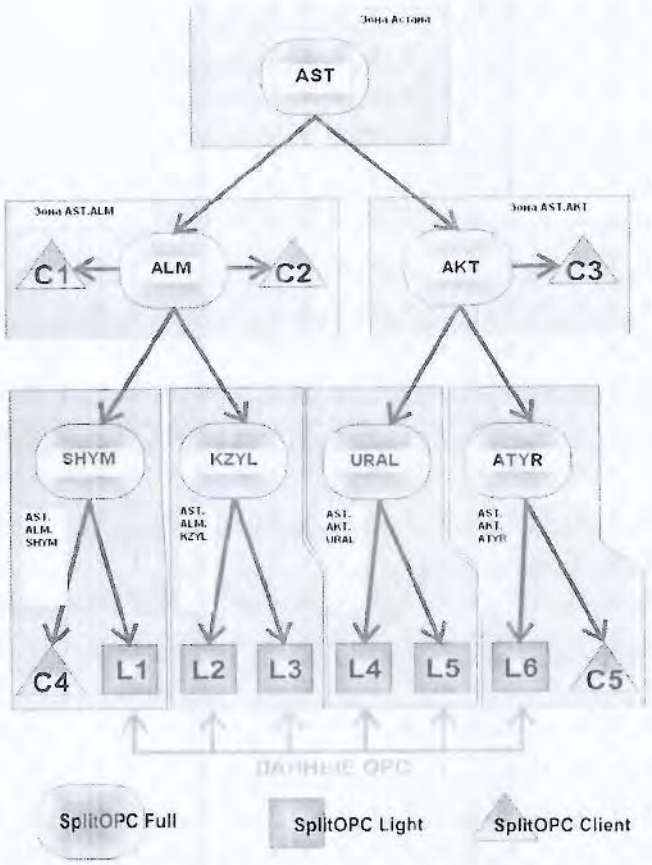

Рис. 2 Объектная модель распределенной сети передачи данных, построенная на базе SplitOPC

Конечная цель работы программы SplitOPC – организовать канал передачи клиенту OPC текущих значений измеряемых параметров (теги OPC) от сервера OPC по оптимальному маршруту через узлы сети, на которых установлена программа SplitOPC. Маршрутизация запросов и каналов передачи данных производится в иерархическом пространстве имен SplitOPC (HOST имя и имя зоны) путем последовательного разрешения этих имен в IP адреса. HOST имена сгруппированы по разным уровням и образуют зоны. Имя ЗОНЫ формируется в Split OPC на зонообразующих узлах.

Общая архитектура АСУ ТП РГ представлена на рис. 3.

Формат представления данных в АСУ ТП РГ приведен на рис. 4.

Программа SplitOPC сервер позволяет дополнительно осуществлять выполнение следующих функций:

Ограничение доступа – разграничение доступа к передаче тегов на уровне IP адресов.

Переименование тегов – изменение оригинального имени тега.

Выполение логических и арифметических функций – возможность удаленного конфигурирования расчетных операций над тегами с последующей передачей только расчетных данных.

Шифрация данных.

Перечисленные функции реализуются посредством создания INI-файлов: access.ini, alias.ini, logic.ini, cryp.dll. Эти файлы представляют собой сценарии и обрабатываются последовательно – строка за строкой.

Меры безопасности

Требования и меры безопасности связанные с электропитанием и электрическими цепями, определяются параметрами составных частей АСУ ТП РГ и должны отражаться в руководствах по эксплуатации на эти изделия.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

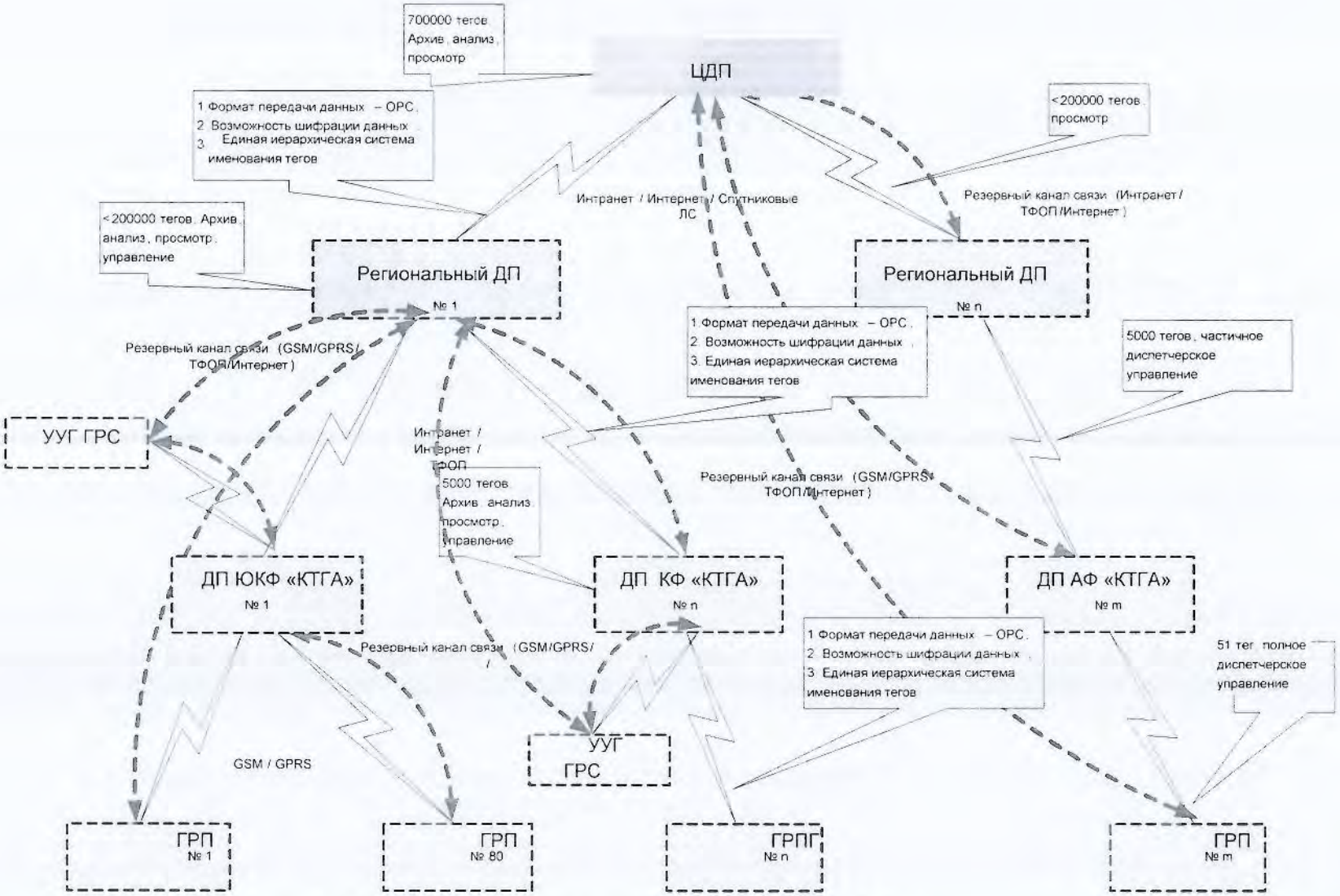

Рис. 3 Общая архитектура системы АСУ ТП РГ

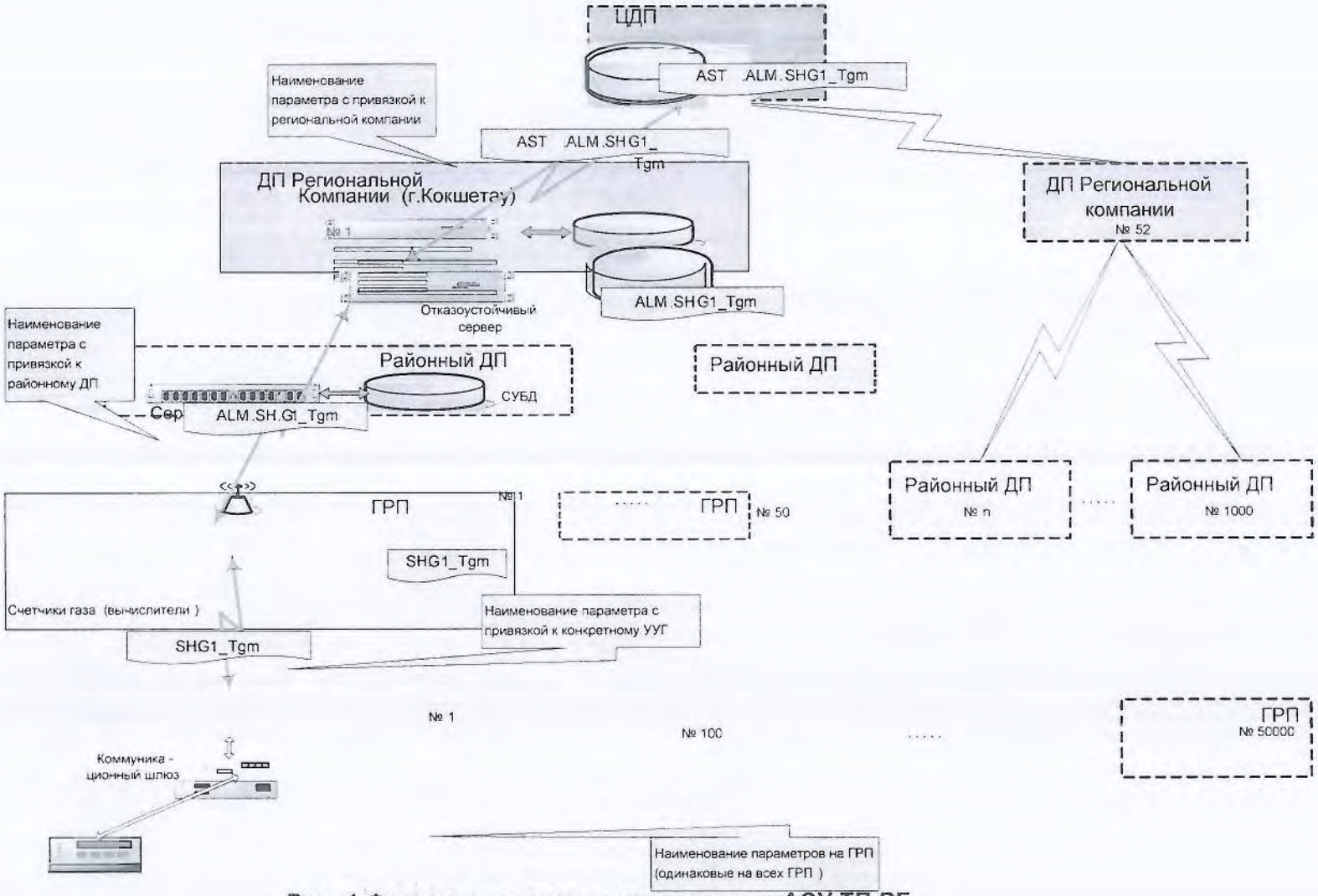

Рис. 4 Формат представления данных в АСУ ТП РГ

Все работы по монтажу и демонтажу составных частей комплекса должны проводиться при отключенном напряжении внешнего источника питания и отсутствии газа в измерительном трубопроводе.

Все составные части АСУ ТП РГ должны иметь заземляющие устройства.

Меры экологической и промышленной безопасности

Система экологического мониторинга

Подсистема производственно-экологического контроля и мониторинга обеспечивает автоматизированный контроль за экологической безопасностью объектов газораспределительной системы, эксплуатация которых предполагает выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ. С помощью этой подсистемы осуществляется контроль за наличием выбросов загрязняющих веществ окружающей среде, прогнозирование размера зон с превышением ПДК.

Надежность системы

Функциональные системы АСУ ТП РГ и вся система в целом обеспечивают сохранение работоспособности при отказе отдельных элементов технических средств из состава АСУ ТП РГ. Системы управления должны функционировать непрерывно, круглосуточно, с периодическими остановками для проведения профилактических работ.

Степень готовности резервированного оборудования системы управления АСУ ТП МГ должна быть не менее чем 99,99%, т.е. неготовность резервированного оборудования системы не должна превышать 0,88 часа в год. Для нерезервированного оборудования степень готовности должна составлять не менее 99,2%.

Безопасность системы

При разработке и внедрении АСУ ТП РГ необходимо руководствоваться соответствующими нормативными документами и стандартами, определяющими требования к безопасности.

6.6 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Трассы проектных газопроводов от АГРС «Кокшетау», «Щучинск», «Астана-1», «Астана-2» проходят в административных границах г. Кокшетау, г. Щучинск и по территории Зерендинского, Бурабайского (включая объекты Щучинско-Боровской курортной зоны), Целиноградского и Аршалынского районов Акмолинской области.

Территория области расположена в северной части республики. Центр области расположен в городе Кокшетау. Северную часть территории области занимают срединные участки Кокшетауской возвышенности с горами Кокшетау (высокая точка гора Кокше 947 м), Жаксыжангызтау (730 м), Жыланды (665 м), Имантау (661 м), Зеренды (587 м). Южную основную часть области занимает увалисто-волнистая, холмисто-бугристая равнина абсолютной высотой 300-400 м. В центральной части расположены горы Сандыктау, Домбыралы, на юго-востоке - живописные горы Ерейментау (высшая точка Акдын, 899 м), на северо-востоке - Селетинская равнина, в центральной части - Атбасарская равнина, на юго-западе - Тениз-Коргалжынская впадина.

Природно- климатические условия района строительства

Климат Акмолинской области резко континентальный, характеризуется жарким, засушливым летом и суровой зимой. Континентальность климата проявляется в больших годовых и суточных амплитудах колебания температуры воздуха.

Климатический подрайон – IВ.

Дорожно-климатическая зона – IV.

Нормативная снеговая нагрузка – 100 кг/см^2.

Ветровая нагрузка:

Целиноградский район – 38 кг/см^2;

г. Кокшетау – 48 кг/см^2.

Температура воздуха

Средняя месячная температура самого холодного месяца года – января составляет 16÷22°С мороза, а самого теплого – июля - 18÷27°С тепла. Годовая амплитуда средних месячных температур воздуха составляет 34÷41°С.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Средняя месячная и среднегодовая температура воздуха, °С

Таблица 6

Наименование станций	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Кокшетау	-15,8	-15,3	-9,2	3,3	12,1	17,8	19,8	17,1	11,5	2,8	-6,7	-13,4	2,0
Боровое	-13,4	-13,3	7,9	4,0	11,5	17,5	19,3	16,7	10,3	3,2	-7,7	-11,6	2,4
Астана	-16,8	16,5	-10,1	3,0	12,7	18,2	20,4	17,8	11,5	2,6	-7,0	-14,0	1,8

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки
г. Кокшетау - минус 37°С;
г. Астаны - минус 36°С.
Температура воздуха наиболее холодных суток
г. Кокшетау - минус 39°С;
г. Астаны - минус 41°С.

Атмосферные осадки

Среднее количество атмосферных осадков составляет 312÷342 мм. Максимум осадков (50÷68 мм) приходится на июль, минимум – на февраль (10÷19 мм). На холодный период (октябрь-март) приходится 20÷32% осадков и 68÷80% на теплый период.

Среднемесячное и среднегодовое количество осадков, мм

Таблица 7

Наименование станций	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Кокшетау	13	11	10	18	31	44	65	42	27	22	18	13	314
Боровое	11	10	11	20	34	33	68	38	28	25	21	13	312
Астана	23	19	20	21	30	40	50	38	27	27	24	23	342

Нормативная глубина промерзания
суглинков и глин - 1,84 м;
супеси, песков мелких и пылеватых - 2,24 м;
крупнообломочных - 2,73 м.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

В геоморфологическом отношении трасса проектируемых распределительных систем прокладываются в районе Каледонской складчатости, захватившей франменты байкальских структур: субрегион Кокчетавского поднятия, субрегион Ерментау-Чингизской антиклинальной зоны, а также регионы Тенгизской впадины.

По данным инженерно-геологических исследований, выполненных ТОО «КАТЭК» с использованием материалов по строительству МГ «Запад-Север-Центр», основанием фундаментов являются:

четвертичные глины, суглинки, супеси и пески разной крупности (от мелких до крупных);

палеоген-неогеновые глины;

элювиальные глины мезозойской коры выветривания скальных пород;

полускальные грунты (элювиальные дресвяно-щебенистые грунты мезозойской коры выветривания скальных пород).

Палеоген-неогеновые грунты (суглинки, глины) и глины коры выветривания в отдельных случаях проявляют способность к набуханию при замачивании. Корозионная активность грунтов к углеродистой стали – высокая, в редких случаях средняя и низкая; к свинцу – средняя, к алюминию – высокая, в редких случаях – низкая.

Грунты не засолены, обладают слабой и средней хлористой и сульфатной агрессией к железобетонным конструкциям независимо от марки бетона по водонепроницаемости. Грунты очень редко проявляют сильную сульфатную агрессию. По содержанию сульфатов грунты неагрессивны к бетонам на сульфатостойких цементах.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В районе трассы газопровода выделяются несколько водоносных горизонтов:

воды спорадического распространения в делювиально-пролювиальных среднечетвертичных отложениях;

водоносный горизонт аллювиальных верхнечетвертичных отложениях.

Солоноватые и соленые грунтовые воды, включая и трещины, как правило, проявляют сульфатную агрессию к бетонам любых марок на портландцементах, цементах с минеральными добавками и шлакопортландцементах. По содержанию хлор-иона иногда проявляют слабую и среднюю степень агрессивности к арматуре железобетонных конструкций при периодическом смачивании.

6.7 Архитектурно-строительные решения

Вдоль трассы газопровода предусматривается строительство:

пунктов редуцирования газа пропускной способностью до 500 м^3/ч - 39 шт.;

головных пунктов редуцирования газа пропускной способностью до 1000 м^3/ч – 5 шт.;

головных пунктов редуцирования газа пропускной способностью до 5000 м^3/ч – 30 шт.;

головных пунктов редуцирования газа пропускной способностью до 6200 м^3/ч – 4 шт.;

головных пунктов редуцирования газа пропускной способностью до 10000 м^3/ч – 2 шт.;

головных пунктов редуцирования газа пропускной способностью до 22000 м^3/ч – 6 шт.

Пункты редуцирования газа пропускной способностью до 500, 1000 и 6200 м^3/ч устроены на площадках размером 10,0х6,0 м, до 5000, 10000 м^3/ч – 12,0х7,0 м, до 22000 м^3/ч – на площадках размером 16,0х6,0 м.

Здание газораспределительного пункта предусматриваются блочного типа полной заводской готовности.

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости здания – IIIа.

Фундаментом блок-бокса газораспределительного пункта являются плиты дорожные ГОСТ 21924.0-84.

По периметру площадки пунктов редуцирования газа предусматривается ограждение из сетчатых панелей высотой 2,2 м по металлическим столбам из стальных труб.

На площадке предусматривается устройство опор под надземную запорно-отключающую арматуру. Опоры выполняются из стальных электросварных труб, заделанных в монолитные бетонные фундаменты.

Фундаменты опор принимаются монолитными из бетона класса В15 по прочности на сульфатостойком цементе.

Вдоль трассы газопровода предусматриваются газовые колодцы, предназначенные для размещения отключающих устройств. Колодцы будут выполнены из сборных железобетонных типовых конструкций ГОСТ 8020-90 и типового проекта 905-7.

Мероприятия по взрывопожаробезопасности помещений категории «А»

На случай возникновения взрыва при аварийной ситуации для помещений категории «А» предусматриваются легкосбрасываемые конструкции (кровля), обеспечивающие не менее 0,05 м^2 площади легкосбрасываемых конструкций на 1м^3 объема взрывоопасного помещения согласно СНиП 2.09.02-85* (Производственные здания), кроме того:

перегородки, отделяющие помещение категории «А», запроектированы пылегазонепроницаемыми;

двери предусматриваются в искронедающем исполнении;

полы на не искрящих наполнителях;

отверстия в стенах после пропуска инженерных коммуникаций заделываются раствором на расширяющемся цементе.

Степень огнестойкости производственных зданий определена в зависимости от категорий объектов по гражданской обороне и мест их размещения. Здания и сооружения производственных и вспомогательных объектов III-а степени огнестойкости.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

6.8 Инженерное обеспечение, сети и системы

Отопление и вентиляция

Пункты редуцирования газа

Для снижения и регулирования давления газа в газораспределительной сети предусматриваются:

блочные газорегуляторные пункты заводского изготовления в зданиях контейнерного типа (ГРПБ);

групповые шкафные газорегуляторные пункты (ШРП).

ГРПБ и ШРП предназначены для очистки, снижения и регулирования давления газа в газораспределительной сети и поддержания его на заданном уровне.

ГРПБ принимаются с основной и резервной линией редуцирования с одним выходом, с узлом учета расхода газа, с системой отопления и вентиляции.

Для обеспечения групп многоэтажных домов предусматриваются блочные малогабаритные газорегуляторные пункты шкафные типов ГРПШ-32/3, -32/6, - 32/10 производительностью от 7 до 100 м^3/ч.

Газ высокого давления проходит очистку от механических примесей в фильтре. После фильтра газ направляется к линии редуцирования. Здесь давление газа снижается до необходимого и поддерживается постоянным с помощью регулятора. Предохранительно-запорный клапан закрывает линию редуцирования в случаях повышения и понижения давления газа после регулятора более допустимых пределов. Верхний предел срабатывания клапана составляет 12% от давления, поддерживаемого регулятором давления. Нижний предел настройки клапана для газопроводов среднего давления - 0,003 - 0,03 МПа.

Предохранительно-сбросной клапан (ПСК) защищает газовую сеть после ГРП от кратковременного повышения давления в пределах 11% от величины давления, поддерживаемого регулятором давления. При срабатывании ПСК избыток газа выбрасывается в атмосферу через газопровод безопасности.

В помещении ГРПБ будет поддерживаться положительная температура воздуха не менее 5°С. ГРП оборудуется местной системой отопления. Для вентиляции на крыше устанавливается дефлектор, обеспечивающий трёхкратный воздухообмен в основном помещении. Во входной двери в основном помещении в нижней части предусматриваются щели для естественной вентиляции.

Электротехнические решения

Электроснабжение станций ЭХЗ предусматривается в соответствии с ТУ, выданными АО «АРЭК» от 11 июля 2013 года № 08-07/3146.

Электроснабжение линейных потребителей

Источником электроснабжения СКЗ (станции катодной защиты) является сеть переменного тока III категории надежности. Электроснабжение СКЗ будет выполнено от существующей вдольтрассовой ВЛ-10 кВ. От точек подключения предусматривается строительство ВЛ-10 кВ в соответствии с типовым проектом серии 3.407-143 на стойках СВ-95, СВ105. К подвеске принимается провод марки АС-50. Предусматривается установка мачтовых однофазных трансформаторных подстанций МТПО 10/0,23 кВ мощностью 4 кВА. Подключение СКЗ предусматривается кабелем марки ВБбШв 3х2,5 мм^2.

Электрохимзащита

Согласно нормативным документам для проектирования, защите от электрохимической коррозии подлежат рассматриваемые стальные подземные газопроводы.

Защита предусматривается двумя методами: пассивным – применение изоляционных материалов (основной) и активным – применение катодной поляризации.

Для защиты распределительного газопровода DN530, 325 PN 1,2 МПа и газопрводов-отводов до ГРП DN76-159, PN1,2 МПа, по протяженности и во времени, предусматриваются станции катодной защиты с преобразователем типа ПТМ-3,0У1, мощностью 3,0 кВт. Подключение преобразователя к газопроводам будет выполнено через диодно-резисторный блок медным кабелем марки ВВГ сеч 2х35 мм^2.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Активная защита

Анодное заземление предусматривается комплектным анодным заземлителем типа АЗЖК-У, «Менделеевец»-МКГ или «оксидным железо-титановым анодным заземлителем ОЖТЗ-1. Подключение СКЗ к анодным заземлителям будет осуществляться медным кабелем марки ВВГ сеч. 2х35 мм^2, прокладываемым в земле в траншее.

Электрохимическая защита стальных кожухов, в местах пересечения с автомобильными дорогами, будет осуществляться с помощью протекторов типа ПМ-10У и установок для отвода блуждающих токов марки типа ЭДП (электродренаж поляризованный резисторный). Подключение будет выполнено кабелем марки ВВГ 2х6 мм^2 через диодно-резисторный блок. Предусматривается измерение и регулирование тока протектора.

Для контроля за величиной защитного потенциала, предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КИП). Установка КИП предусматривается в 2 м от оси трубопровода. Присоединение трубопровода с КИП осуществляется кабелем марки ВВГ 2х6 мм^2.

Технические показатели

Таблица 8

№ п/п	Наименование	Зерендинский район	Бурабайский район	Целиноградский район
1	ВЛ-10 кВ, км	49	51	39
2	ВЛ-0,4 кВ, км	18	12	11
3	Станция катодной защиты-3 кВт, шт	7	9	8
4	МТПО-10/0,23/4 кВА, комп.	7	9	8

Защитные мероприятия

Молниезащита

Молниезащита пунктов редуцирования газа от прямых ударов молнии, предусматривается путём присоединения их к заземлителю в соответствии с типовыми решениями серии 5.905-17.07.

Предусматривается использование отдельностоящих молниеотводов высотой 8 м.

Заземление

Для защиты людей от поражения электрическим током будет выполнено заземление и защитное зануление всех металлических частей электрооборудования. Заземление предусматривается путём присоединения электрооборудования к наружному контуру заземления.

Контур заземления выполняется из горизонтальных электродов из стальной оцинкованной полосы 40х4 мм и вертикальных электродов из стали круглой диаметром 16 мм. Сопротивление растеканию заземляющего контура в любое время года должно быть не более 4 Ом.

6.9 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Общие основные принципы обеспечения безопасности, заложенные в ТЭО, заключаются в снижении рисков, возникающих при строительстве, вводе в эксплуатацию и эксплуатации до низшего достижимого уровня (НПДУ). Технологические и производственные системы спроектированы таким образом, чтобы в нормальном режиме работы в полном объеме обеспечивалась безопасность персонала, оборудования и окружающей среды.

Проведенным анализом риска выявлено, что основными физически опасными и вредными производственными факторами, которые могут привести к пожару или взрыву являются:

возникновение пожара и возможность взрыва при разгерметизации фланцевых соединений трубопроводов, уплотнений;

возможная загазованность воздуха рабочей зоны;

движущиеся машины и механизмы, подвижные части оборудования.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В ТЭО приняты следующие решения по безопасному ведению технологического процесса, обеспечению надежности работы трубопроводов и технологического оборудования:

прокладка трубопроводов из стальных прямошовных труб;

укладка подземных трубопроводов в грунт на глубину не менее 0,5 м до верхней образующей трубы;

изоляция трубопроводов усиленного типа;

теплоизоляция наружных трубопроводов минераловатными матами;

100 % контроль сварных соединений неразрушающими методами;

проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа и капитального ремонта.

Основные принятые решения обеспечивают необходимые инженерно-технические мероприятия по чрезвычайным ситуациям техногенного и природного характера и учитывают следующее: размещение оборудования и решения по обеспечению взрыво- и пожаробезопасности; герметизацию системы технологического режима; осуществление контроля с помощью контрольно-измерительных приборов; систему защиты от превышения давления; изоляцию оборудования и трубопроводов; дренажи; систему пожаротушения.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов и коммуникаций. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание.

В качестве решений по исключению разгерметизации оборудования и предупреждения аварийных выбросов все технологические трубопроводы после монтажа будут подвергаться контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию.

К применению допущено основное и вспомогательное оборудование, обладающее конструктивной надежностью, обеспечивающей безопасность обслуживающего персонала.

6.10 Организация строительства

Нормативная продолжительность строительства составляет 60 месяцев с учетом совмещения и технологического перерыва в соответствии с п. 3.12 по СНиП РК 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» в том числе:

1 очередь строительства - 13,3 месяцев;

2 очередь строительства - 17,8 месяцев;

3 очередь строительства - 18,8 месяцев;

4 очередь строительства - 16,7 месяцев.

Заделы по годам строительства составляют:

для 1 очереди 2015 год - 78%, 2016 год – 22%;

для 2 очереди 2016 год - 78%, 2017 год – 22%;

для 3 очереди 2017 год - 22%,2018 год - 68%,2019 год - 10%;

для 4 очереди 2018 год - 22%, 2019 год - 73%, 2020 год - 5%.

Начало строительства согласно письму заказчика от 11 октября 2013 года № 01-15/2067:

1 очередь строительства г. Кокшетау - II квартал 2015 года;

2 очередь строительства Зерендинский район - II квартал 2016 года;

3 очередь строительства Бурабайский район - III квартал 2017 года;

4 очередь строительства Целиноградский и Аршалинский районы - III квартал 2018 года.

6.11 Охрана окружающей среды

Для газоснабжения населенных пунктов планируется строительство газопровода. Газопровод высокого давления проходит по территории Акмолинской области – город Кокшетау, Зерендинский, Бурабайский, Целиноградский, Аршалинский районы. Подача газа предусмотрена от магистрального газопровода «Тобол-Кокшетау-Астана».

Распределительные газопроводы будут проложены в основном вдоль автодорог, магистральных улиц, в коридоре линий электропередач. Трасса будет проходить в основном по землям сельскохозяйственного назначения. Строительство планируется в

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

пределах полосы отвода земель. Трасса проектируемого газопровода не пересекает месторождения полезных ископаемых (заключение об отсутствии (наличие) полезных ископаемых, выданное ГУ МД «Центрказнедра» от 20 сентября 2013 года № 17-11-5-22510).

Воздействие на животный и растительный мир в период строительства ограничено отведенной территорией. Трасса проектируемых газопроводов будет проходить по особо охраняемым природным территориям – ГНПП «Кокшетау» и ГНПП «Бурабай». Снос деревьев не предусматривается, прокладка трассы газопровода планируется на опорах в коридоре существующих коммуникаций.

Памятники истории и культуры по трассе газопроводов отсутствуют, ближайшие памятники расположены на расстоянии 500 м от трассы газопровода (могильник Боровский, могильник Айдабуль I).

При пересечении водотоков с шириной русла от 15 до 40 м (реки Есил, Нура, Коянды, Саркырама, Мукыр, канал Нура-Ишим) переход предусмотрено выполнить методом горизонтально-наклонного бурения, глубина заложения трубопровода будет на 2 м ниже зоны возможного размыва дна, что исключает воздействие на речную экосистему. Через водотоки с шириной русла до 10 м переход выполняется способом открытой траншеи с заглублением трубы газопровода в дно на глубину не менее 1 м и последующим проведением восстановительных работ. При проведении строительных работ в водохранных зонах и полосах, в руслах рек является обязательным соблюдение требований Водного кодекса Республики Казахстан.

Водоснабжение на период строительных работ привозное. На строительной площадке предусмотрена установка биотуалетов. На территории строительных городков предусмотрены емкости для сбора стоков, с последующим вывозом в места согласованные с санэпиднадзором. Водоснабжение на период эксплуатации проектируемых объектов не требуется.

На период эксплуатации для исключения воздействия на почвы основные объекты ГРП расположены на площадках с бетонным основанием и обваловкой.

Воздействие на атмосферный воздух при строительстве временное и связано с проведением земляных, сварочных, покрасочных работ, с работой и движением строительной техники и автотранспорта, при нагреве битума, при применении дизельгенератора, битумоварки. Максимальная зона воздействия выбросов от строительной площадки прогнозируется на расстоянии 9,0 м, превышения ПДК выявлено по группе суммации (оксид углерода и пыль неорганическая) и по пыли неорганической. Выбросы загрязняющих веществ характеризуются малой продолжительностью и значительного воздействия на атмосферный воздух не окажут.

В период эксплуатации объекта выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух будут поступать от организованных источников - свечи при ремонтно-профилактических работах, свечи при проверке ПСК, дымовая труба обогревателя и неорганизованного источника - неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений и оборудования ГРП). Основные источники выбросов загрязняющих веществ будут расположены на площадке ГРП, ШРП. Расстояние от ГРП до жилой зоны принимается - 1 м, площадка ГРП ограждается металлической сеткой высотой 2,0 м. Максимальные значения на границе площадки ГРП достигаются по смеси природных меркаптанов – 0,7 долей ПДК и диоксиду азота – 0,08 ПДК, по остальным загрязняющим веществам превышений ПДК не выявляется.

Залповые выбросы возможны на ГРП при ремонтных и проверочных работах, при продувке оборудования после ремонта.

Для проектируемого газопровода санитарный разрыв устанавливается в 150 м (санитарно-эпидемиологическое заключение от 4 мая 2013 года № 09-451).

Образующиеся отходы в период строительно-монтажных работ и эксплуатации проектируемого объекта будут складироваться в специально отведенных местах и по мере накопления отходы будут вывозиться согласно заключенным договорам.

Источниками шума в период строительства будет являться автотранспорт и строительная техника, буровые работы. Шумовое воздействие будет носить локальный и временный характер. На период эксплуатации источниками шума будут являться продувочные свечи газовых линий – уровень звукового давления составит 85-119 дБ.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Мероприятия, предусматривающиеся по уменьшению воздействия на окружающую среду:

применение высокотехнологичного оборудования, обеспечение и контроль прочности и герметичности оборудования и трубопроводов;

проведение строительных работ строго в полосе земельного отвода;

соблюдение требований Водного кодекса Республики Казахстан при строительстве в районе водных объектов;

исключение сброса сточных вод в поверхностные водные объекты и на рельеф местности в период строительных работ;

контроль сварных стыков, проверка на прочность и герметичность газопровода пневматическим способом (воздухом);

исключение сброса всех видов сточных вод на рельеф местности;

организация герметичности сбора, безопасного хранения и своевременного вывоза промышленных и бытовых отходов;

организация движения автотранспорта по дорогам с твердым покрытием, заправка автотранспорта на специально-отведенных местах;

своевременный техосмотр и ремонт автотранспорта и техники;

изъятие при строительно-монтажных работах плодородного слоя почвы мощностью 0,4-0,5 м и применение его при рекультивации нарушенных земель;

проведение производственного экологического мониторинга за эмиссиями и воздействием на компоненты окружающей среды.

Воздействие на компоненты окружающей среды при соблюдении природоохранных мероприятий оценивается как допустимое.

Раздел «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» технико-экономического обоснования рассмотрен и согласован:

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Акмолинской области» - заключение государственной экологической экспертизы на ПредОВОС от 25 июня 2013 года № 01-06/2012;

ГУ «Департамент Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан по Акмолинской области» - санитарно-эпидемиологическое заключение на раздел ПредОВОС от 4 мая 2013 года № 09-451;

ГУ «Ишимская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан» - согласование мест строительства распределительных газопроводов высокого давления, письмо от 26 марта 2013 года № 01-06-218;

РГУ «Ишимская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов» Комитета по водным ресурсам Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан - согласование переходов через водные объекты, расположенные на территории города Кокшетау, Зерендинского и Бурабайского районов, письмо от 1 апреля 2013 года № 3-07/148;

РГУ «Ишимская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов» Комитета по водным ресурсам Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан – согласование технико-экономического обоснования, письмо от 26 августа 2013 года № 02-04/620;

РГУ «Ишимская межобластная бассейновая инспекция рыбного хозяйства» Комитета рыбного хозяйства Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан» - согласование технико-экономического обоснования, письмо от 26 августа 2013 года № 01-02-554;

РГУ ГНПП «Кокшетау» - согласование схемы газификации Зерендинского района Акмолинской области и прохождение газопровода по территории парка вдоль существующих автодорог, письмо от 27 августа 2013 года № 02-17/799;

ГНПП «Бурабай» Управление делами Президента Республики Казахстан – согласование прохождения трассы газопровода по Бурабайскому району Акмолинской области, письмо от 3 сентября 2013 года № 03-10/670.

6.12 Институциональный раздел

Институциональная схема Проекта и заинтересованные участники по этапам жизненного цикла Проекта представлены в таблице 9.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Институциональная схема проекта

Таблица 9

№ п/п	Название участника Проекта	Информация об участнике Проекта	Функции участника Проекта	Ответственность участника Проекта
1	Заказчик – Администратор программы	ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Акмолинской области»	Проводит государственную политику в сфере энергетики, коммунального хозяйства и благоустройства на региональном уровне; проводит мониторинг реализации проекта и эффективности бюджетных инвестиций	Подготавливает Проект, отчитывается за исполнение проекта и его финансирование
2	Участник Проекта – инженер Заказчика	ГКП на ПХВ «Дирекция строящихся объектов газификации и теплоэнергетики Акмолинской области»	Реализует мероприятия по проекту в прединвестиционной и инвестиционной фазах; осуществляет рассмотрение и согласование проектных и технических решений от имени Заказчика; осуществляет функции технического надзора за ходом строительства, испытаниями и сдачей в эксплуатацию газораспределительных систем	Контроль и координация деятельности других Участников Проекта
3	Участник Проекта (Балансодержатель в постинвестиционный период)	АО «КазТрансГаз Аймак»	Осуществляет функции содержания на балансе имущества, определяет порядок содержания и ремонта имущества; осуществляет хозяйственную деятельность в порядке, определенном законом; обеспечивает условия для своевременного проведения капитального и текущего ремонтов в соответствии с установленными стандартами, нормативами, нормами и правилами	Обеспечивает надлежащую эксплуатацию и содержание имущества, которое будет перебывать на его балансе; ведет бухгалтерскую, статистическую и другую, предусмотренную законодательством отчетность; обеспечивает управление имуществом
4	Участник Проекта (Эксплуатирующая организация)	АО «КазТрансГаз Аймак»	Обеспечивает организацию и координацию разработки и выполнения инвестиционной программы; осуществляет выбор организаций, выполняющих сервисные работы в рамках реализации Проекта	Эксплуатация построенных газораспределительных систем Производственный контроль

6.13 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии со СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство», СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республики Казахстан», СН РК 8.02-01-2002* «Порядок определения расчетной стоимости строительства на стадии технико-экономического обоснования», на основании сборников сметных норм и расценок и принятых проектных решений

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 4.4.3) по выпуску сметной документации в ценах 2001 года.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Расчетная 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) для планирования объема инвестиционных средств.

При составлении смет использованы:

сборники сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-16;

сборники сметных норм и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-12;

сборники расценок на монтаж оборудования (СН РК 8.02-06-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-10;

сборник сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машинт (СН РК 8.02-03-2002);

сборник сметных цен на перевозку грузов для строительства (СН РК 8.02-04-2002);

перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденные заказчиком в 2013 году, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 4.3.5 и 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002.

Объекты-аналоги, прошедшие экспертизу и утвержденные в установленном порядке:

рабочий проект «Строительство газопроводов для газификации 7-ми населенных пуктов Илийского района». Газопровод для газификации с. Коянкус, с. Ынтымак, с. Жанадаур, с. Жанаталап, с. Коккайнар (Южный филиал РГП «Госэкспертиза» заключение от 29 сентября 2010 года № 02-0574/10);

рабочий проект «По разработке проектно-сметной документации для строительства газораспределительных сетей в границах второго пускового комплекса 1-ой очереди в рамках проекта «Модернизация газораспределительной сети г. Тараз» (РГП «Госэкспертиза» заключение от 24 декабря 2012 года № 01-886/12).

В расчетной 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);

затраты на дополнительные отпуска и выслугу лет (СН РК 8.02-02-2002).

В соответствии с постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 сентября 2007 года № 791 переход к текущей и прогнозной расчетной стоимости строительства от базовых цен 2001 года выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя на период 2012-2013 годов согласно изменениям и дополнениям в Законе «О республиканском бюджете на 2012-2014 годы», на 2015-2020гг. согласно прогноза социально-экономического развития Республики Казахстан на 2014-2018 годы.

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

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

6.14 Финансово-экономический раздел

Экономическая оценка ТЭО выполнена согласно Совместного приказа Министра экономического развития и торговли Республики Казахстан от 1 июля 2010 года № 102 и Председателя Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства от 30 июня 2010 года № 276 «Об утверждении требований к разработке или корректировке, а также проведению необходимых экспертиз технико-экономического обоснования бюджетного инвестиционного и концессионного проектов» (с изменениями от 1 февраля 2012 года).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В качестве источника финансирования инвестиционных затрат в рамках данного Проекта рассматриваются только бюджетные средства, в связи с явной социальной направленностью данного Проекта.

Расчет экономических и финансовых показателей рассматривается при условиях:

период реализации Проекта составляет 28 лет, в том числе:

8 лет (2013-2020 гг.) - проектные работы и работы по строительству газораспределительных систем;

26 лет (2017-2042 гг.) – расчетный период эксплуатации;

ставка дисконтирования принята на уровне 5,5% (на уровне текущей ставки рефинансирования Национального банка РК), в связи с тем, что предполагаемым источником финансирования данного инвестиционного Проекта являются бюджетные денежные средства;

учет прогнозного уровня инфляции;

валюта расчетов – тенге;

ставки начисления налогов взяты в соответствие с действующим налоговым законодательством Республики Казахстан.

Расчет инвестиционных затрат проводился по следующим направлениям строительства:

межпоселковые и подводящие газопроводы высокого давления;

пункты редуцирования газа;

электрохимзащита трубопроводов;

переходы трасс газопроводов через естественные и искусственные преграды;

АСУ ТП распределительных газопроводов.

Доходная часть Проекта формируется за счет оказания услуги по транспортировке газа по газораспределительным газопроводам.

Динамика выхода газопроводов на проектную производительность определена на основе прогнозных расчетов перспективной потребности в товарном газе с учетом темпов газификации населенных пунктов, рассчитанной в технологическом разделе.

Расчет инвестиционного тарифа основывался на «Правилах утверждения тарифов (цен, ставок сборов) и тарифных смет на регулируемые услуги (товары, работы) субъектов естественных монополий» от 19 марта 2003 года № 82-ОД.

Суммарные операционные издержки в период эксплуатации проектируемого объекта формируются из следующих основных статей затрат: затраты на сырье и материалы, затраты на приобретение электроэнергии, газ на технологические нужды и нормативные потери, техническое обслуживание объектов газопровода, оплата труда персонала, амортизационные отчисления, административные расходы, налоги, экологические платежи в бюджет и прочие затраты. Расчет затрат на период эксплуатации приняты с учетом прогнозного уровня инфляции. Структура операционных издержек была принята данным проектов-аналогов и фактическим тарифным сметам на услуги по транспортировке газа по распределительным трубопроводам в регионах присутствия АО «КазТрансГаз Аймак» в Республике Казахстан.

Данный инвестиционный Проект характеризуется следующими финансовыми и экономическими показателями:

Таблица 10

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя
1	Ставка дисконтирования	%	5,5%
2	Расчетный период проекта	лет	28
3	Чистая приведенная стоимость инвестиционного проекта (NPV)	млн. тенге	- 355,3
4	Внутренняя норма доходности (IRR)	%	5,35
5	Дисконтированный срок окупаемости проекта	лет	не окупается
6	Экономический чистый дисконтированный доход (ENPV)	млн. тенге	85 914,93
7	Экономическая внутренняя норма доходности (EIRR)	%	26,5
8	Средневзвешенный инвестиционный тариф	тенге/1000 м^3	6 744

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Показатели интегрального экономического эффекта, полученные с применением методов дисконтирования, не могут служить критерием оценки по ТЭО строительства газораспределительных систем Акмолинской области, так как основной целью реализации данного инвестиционного Проекта является не окупаемость вложенных инвестиций и получение определенной доходности, а обеспечение надежного и бесперебойного газоснабжения населенных пунктов, расположенных в Акмолинской области.

Таким образом, отрицательные финансовые показатели Проекта являются обоснованными и только подтверждают необходимость финансирования данного инвестиционного Проекта из бюджета на безвозвратной основе.

В связи с этим, необходимо обратить внимание на экономический раздел, который содержит оценку экономических выгод и затрат, расчет показателей экономической эффективности Проекта, а именно, экономического чистого дисконтированного дохода (ENPV) и экономической внутренней нормы доходности (EIRR).

Основной выгодой от реализации данного инвестиционного Проекта является экономия денежных средств потенциальных потребителей природного газа в рассматриваемом регионе при использовании природного газа вместо других видов топлива (уголь, жидкое топливо).

Помимо прямых экономических выгод, реализация данного инвестиционного Проекта повлечет ряд неизмеримых косвенных экономических выгод, наиболее существенными компонентами данного проекта являются:

улучшение условий жизни населения, повышение уровня благоустройства жилого фонда, перевод жилого фонда городов Кокшетау, Щучинск и других населенных пунктов Акмолинской области с сжиженного на природный газ;

стимулирование экономического развития рассматриваемого региона;

снижение уровня техногенного воздействия на окружающую среду;

развитие сопутствующих производств, в период реализации данного инвестиционного проекта;

создание новых рабочих мест, как в период строительства, так и в период эксплуатации.

Анализ приведенной таблицы показывает, что реализация данного Проекта является эффективным с экономической точки зрения, как для государства, так и для общества в целом, что подтверждается положительным значением экономических показателей проекта (ENPV, EIRR).

6.15 Социальный раздел

Реализация Проекта потребует наличия квалифицированных кадров, как для проведения строительно-монтажных работ (инвестиционный период), так и занятых эксплуатацией (постинвестиционный период) объектов газораспределительной системы.

Потребность в эксплуатационном персонале по обслуживанию строящихся объектов газораспределительной системы определяется с учетом существующей структуры управления, объема и характера выполняемых работ, в соответствии с методикой «Нормативы численности персонала организаций, осуществляющих транспортировку природного газа по распределительным трубопроводам и реализацию природного газа» от 30 января 2012 года № 04-3-1-16/1364.

Расчетная численность персонала эксплуатирующей организации

Таблица 11

Наименование	ВСЕГО	г. Кокшетау	Зерендинский район	Бурабайский район	Целиноградский и Аршалынский районы
Наименование АГРС		АГРС «Кокшетау»	АГРС «Кокшетау»	АГРС «Щучинск»	АГРС «Астана-1», АГРС «Астана-2»
Расчетная численность персонала эксплуатирующей организации при строительстве всей системы в целом, чел	2042	518	384	110	1030
В том числе при реализации 1-этапа строительства	294	78	71	81	64

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Основой формирования структурных подразделений является их специализация по видам обслуживания газового оборудования, работ по технической эксплуатации и ремонту оборудования, зданий и сооружений. Техническое обслуживание и ремонт производится персоналом организации, работы по сооружениям – специализированными строительно-монтажными организациями.

Для подготовки и повышения квалификации специалистов привлекаемых к работе на объектах строительства и эксплуатации сетей газоснабжения Акмолинской области имеются высшие, средне-специальные учебные заведения.

С учетом отнесения распределительных газопроводов к опасным производственным объектам, в целях профилактики аварийных ситуаций, несчастных случаев и поддержания бесперебойного режима работы участков газопровода, к работе могут допускаться только лица необходимой квалификации, соответствующей требованиям Квалификационного справочника должностей, специалистов и других служащих (Алматы, 2004), а также Единого тарифно-квалификационного справочника по соответствующей отрасли производства (ЕТКС).

Строительство газораспределительных систем Акмолинской области позволит активизировать развитие местных отраслей производства. Возрастет приток инвестиций, налоговых поступлений и наполняемость бюджета. Как следствие роста экономики области, ожидается увеличение занятости, рост доходов, увеличение покупательской способности населения, прямой и вторичной занятости, повышение качества продукции и услуг.

Руководители структурных подразделений и дежурный персонал для решения производственных задач должны быть оснащены УКВ рациями, автотранспортом.

Основные технологические процессы работы и контроль основных показателей газораспределительной системы должны быть механизированы и автоматизированы.

Важнейшими условиями безопасной работы газопроводов являются следующие мероприятия, выполнение которых в процессе эксплуатации обязательно:

Соблюдение технологических параметров режима работы распределительных газопроводов.

Соблюдение правил, норм, положений, руководящих материалов по безопасному ведению работ.

Действенный контроль за утечкой газа, принятие мер по их немедленному устранению.

Разработка планов ликвидации возможных аварий, графиков оповещения ответственных лиц в свободное время, систематические тренировки обслуживающего персонала.

Знание обслуживающим персоналом технологической схемы распределительных газопроводов, чтобы при необходимости (аварии, пожаре) быстро и безошибочно произвести требующиеся действия.

Своевременное оснащение участников газоопасных работ соответствующей газозащитной аппаратурой, спецодеждой, спецобувью и предохранительными приспособлениями.

Эксплуатация и ремонт распределительных газопроводов должны осуществляться в строгом соответствии с Правилами безопасности и с ведомственными инструкциями.

Социальные риски

Социальные риски в первую очередь связаны с увольнением квалифицированных специалистов. С целью минимизации данных рисков кадровая служба должна постоянно отслеживать уровень заработной платы, организацию рабочих мест данной категории работников и оперативно принимает меры по их закреплению на предприятии.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка принятых решений

Технико-экономическое обоснование разработано в необходимом объеме, в соответствии с заданием на разработку, исходными данными, техническими условиями и требованиями.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство».

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки технико-экономического обоснования.

При разработке технико-экономического обоснования учтены местные природно-климатические и геологические условия площадки строительства.

В технико-экономическом обосновании согласно имеющимся возможностям применены импортозамещающие местные строительные материалы и изделия, изготавливаемые на предприятиях Республики Казахстан.

Принятые решения с учетом внесенных изменений по п. 7.2. соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической, взрывопожарной и промышленной безопасности, функциональному назначению объектов газораспределительных систем.

7.2 Дополнения по исходно-разрешительным документам и изменения, внесенные в технико-экономическое обоснование в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям РГП «Госэкспертиза» в технико-экономическое обоснование «Строительство газораспределительных систем Акмолинской области от АГРС «Кокшетау», «Щучинск», «Астана-1», «Астана-2». 1-этап» внесены следующие изменения и дополнения:

Технико-технологический раздел

1. Откорректирована нумерация подразделов.
2. Приведено к единому названию АГРС-«Астана-1» и АГРС-«Астана-2».
3. Откорректировано название г. Кокшетау.
4. Откорректированы прогнозные объемы потребления природного газа.
5. Откорректирована фактическая численность населения в таблице и по тексту раздела.
6. Приведены в соответствие ссылки на рисунки и таблицы.
7. Внесены корректировки в состав и наименование нормативной документации РК применяемой для разработки ТЭО.
8. Выполнена таблица технико-экономических показателей.
9. Внесены изменения в трассировку сети газопровода в Зерендинском районе согласно письму РГУ ГНПП «Кокшетау» от 27 августа 2013 года: трасса газопровода вынесена из лесного массива по автотрассе Кокшетау – Атбасар на Красный кордон вдоль озера Зерендинская.
10. Увязаны диаметры газопровода в гидравлическом расчете, в ПЗ и в альбоме 1.2.
11. Альбом 1.1. дополнен общей схемой газораспределительных систем Акмолинской области.
12. Во всех таблицах в ПЗ увязаны технические показатели.

Строительные решения

13. Уточнена агресивность грунтов и грунтовых вод по отношению к бетонам на обычном портландцементе.
14. Представлены чертежи и определено общее количество газораспределительных пунктов.

Электрохимзащита

15. Представлены решения по электроснабжению станций катодной защиты.
16. Представлена таблица основных технических показателей по электроснабжению и электрохимзащите объекта.
17. Представлены решения по трансформаторным подстанциям.

Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

18. Указан класс газопровода высокого давления, а также его диаметр, рабочее давление.
19. При выборе основных технико-технологических решений выполнена оценка технических рисков, определяющие основные факторы риска, предположительный характер и диапазон изменений, предполагаемые мероприятия по снижению рисков.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

20. Выполнено обоснование выбранной технологии основного и вспомогательного производств на основе сравнения возможных вариантов технологических процессов (схем) по уровню их технической безопасности, а также степени риска и вероятности возникновения аварийных ситуаций.

21. В соответствии с Техническим регламентом «Общие требования к пожарной безопасности» определен класс пожара в защищаемых сооружениях.

22. Представлена информация об основных пожарно-технических характеристиках зданий и сооружений (класс конструктивной и функциональной пожарной опасности, состав помещений, количество людей и т.д.).

23. Представлены согласования прохождения трассы газопровода через территории ГНПП «Бурабай» и ГНПП «Кокшетау».

24. В разделе ПредОВОС дополнен перечень пересекаемых газопроводом водотоков.

25. В разделе ПредОВОС указана мощность снятия плодородного слоя почвы по трассе прокладки газопровода, дополнены меры по рекультивации нарушенных почв.

26. Представлено заключение ГУ МД «Центрказнедра» об отсутствии полезных ископаемых по трассе газопровода.

27. В разделе ПредОВОС указаны расстояние от газопровода до ближайших историко-археологических памятников.

Сметная документация

28. При определении расчетной стоимости по объектам-аналогам учтены региональные коэффициенты стоимости строительства согласно СН РК 8.02-01-2002*.

29. Представлен расчет нормативной продолжительности строительства с учетом выделения очередей строительства.

30. Затраты на технический надзор определены в соответствии приказу Агентства РК по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства от 2 мая 2012 года № 170.

31. Откорректированы сметные и сводные сметные расчеты.

Основные технико-экономические показатели

Таблица 12

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Изменения - снижение + увеличение
			заявленные	рекомендуемые к утверждению	
1	Количество газифицируемых населенных пунктов Акмолинской области	шт.	82	82	-
2	Прогнозный объем потребления газа	млн. $м^3$/год	505,4	505,4	-
3	Протяженность газопроводов: высокого давления PN1,2 МПа среднего давления PN0,3 МПа	км	713,95 98,6	713,95 98,6	- -
4	Количество головных пунктов редуцирования газа (ГГРП)	шт.	88	88	-
5	Количество групповых пунктов редуцирования газа (ШРП)	шт.	514	538	-
6	Общая продолжительность строительства	мес.	60	60	-
7	Общая расчетная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	7 005,224 6 350,139 569,371 85,714	7 223,860 6 554,278 581,165 88,417	+ 218,636 +204,139 + 11,794 + 2,703
8	Общая расчетная стоимость строительства в текущих ценах 2013 г. и прогнозных ценах 2014-2020 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	24 609,355 18 815,246 1 652,392 4 141,717	24 923,535 19 100,938 1 654,649 4 167,948	+ 314,180 +285,692 + 2,257 + 26,231

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

9	из них в ценах: 2013 г. (ПИР, экспертиза ТЭО) 2014 г. 2015 г. 2016 г. 2017 г. 2018 г. 2019 г. 2020 г.	млн. тенге		62,4 101,745 3 696,985 5 959,03 3 363,112 6 829,073 4 649,165 262,025	
в том числе: I-я очередь строительства					
10	Количество газифицируемых населенных пунктов	шт.	3	3	-
11	Прогнозный объем потребления газа	млн. $м^3$/год	172,2	172,2	-
12	Протяженность газопровода: высокого давления среднего давления	км	45,0 52,1	45,0 52,1	- -
13	Количество головных пунктов редуцирования газа (ГГРП)	шт.	7	7	-
14	Количество групповых пунктов редуцирования газа (ШРП)	шт.	401	401	-
15	Общая расчетная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	1 311,384 1 090,532 206,166 14,686	1 560,423 1 327,534 215,012 17,877	+249,039 +237,002 +8,846 +3,191
16	Общая расчетная стоимость строительства в текущих ценах 2013 г. и прогнозных ценах 2014-2016 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	4 277,588 2 954,076 558,472 765,040	4 850,120 3 447,443 558,359 844,318	+ 572,532 +493,367 - 0,113 + 79,278
17	из них в ценах: 2013 г. (ПИР, экспертиза ТЭО) 2014 г. 2015 г. 2016 г.	млн. тенге		62,4 101,745 3 596,927 1 089,048	
18	Продолжительность строительства	мес.	13,3	13,3	-
II-я очередь строительства					
19	Количество газифицируемых населенных пунктов	шт.	30	30	-
20	Прогнозный объем потребления газа	млн. $м^3$/год	62,0	62,0	-
21	Протяженность газопровода: высокого давления среднего давления	км	254,4 10,0	254,4 10,0	- -
22	Количество головных пунктов редуцирования газа (ГГРП)	шт.	31	31	-
23	Количество групповых пунктов редуцирования газа (ШРП)	шт.	5	5	-
24	Общая расчетная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	1 902,406 1 764,971 113,514 23,920	1 914,192 1 766,026 124,231 23,934	+ 11,786 +1,055 + 10,717 + 0,014

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

25	Общая расчетная стоимость строительства в текущих ценах 2013 г. и прогнозных ценах 2015-2017 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	6 826,979 5 388,264 346,547 1 092,167	6 250,184 4 907,411 345,211 997,563	-576,795 -480,853 -1,336 -94,604
26	из них в ценах: 2015 г. 2016 г. 2017 г.	млн. тенге		100,058 4 721,844 1 428,283	
27	Продолжительность строительства	мес.	17,8	17,8	-
	III-я очередь строительства				
28	Количество газифицируемых населенных пунктов	шт.	26	26	-
29	Прогнозный объем потребления газа	млн. $м^3$/год	141,6	141,6	-
30	Протяженность газопровода: высокого давления среднего давления	км	252,5 36,5	252,5 36,5	- -
31	Количество головных пунктов редуцирования газа (ГГРП)	шт.	28	28	-
32	Количество групповых пунктов редуцирования газа (ШРП)	шт.	108	108	-
33	Общая расчетная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	2 312,696 2 127,134 156,916 28,645	2 307,383 2 127,134 151,604 28,645	-5,313 0,000 -5,312 0,000
34	Общая расчетная стоимость строительства в прогнозных ценах 2016-2019 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	8 119,908 6 338,694 467,599 1 313,615	8 384,238 6 568,095 468,117 1 348,026	+264,330 +229,401 +0,518 +34,411
35	из них в ценах: 2016 г. 2017 г. 2018 г. 2019 г.	млн. тенге		148,138 1 720,357 5 677,116 838,627	
36	Продолжительность строительства	мес.	18,8	18,8	-
	IV-я очередь строительства				
37	Количество газифицируемых населенных пунктов	шт.	23	23	-
38	Прогнозный объем потребления газа	млн. $м^3$/год	129,6	129,6	-
39	Протяженность газопровода высокого давления	км	162,1	162,1	-
40	Количество головных пунктов редуцирования газа (ГГРП)	шт.	23	23	-
41	Общая расчетная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	1 482,154 1 370,918 92,774 18,462	1 441,862 1 333,584 90,319 17,959	-40,292 -37,334 -2,455 -0,503
42	Общая расчетная стоимость строительства в прогнозных ценах 2017-2020 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	5 384,881 4 134,212 279,773 970,896	5 438,993 4 177,990 282,961 978,042	+54,112 +43,778 +3,188 +7,146

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

43	из них в ценах: 2017 г. 2018 г. 2019 г. 2020 г.	млн. тенге		 214,472 1 151,957 3 810,538 262,025	
44	Продолжительность строительства	мес.	16,7	16,7	-

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений технико-экономическое обоснование «Строительство газораспределительных систем Акмолинской области от АГРС «Кокшетау», «Щучинск», «Астана-1», «Астана-2». 1-этап» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

количество газифицируемых
населенных пунктов Акмолинской области - 82 шт.;
прогнозный объем потребления газа - 505,4 млн. $м^3$/год;
общая продолжительность строительства - 60,0 мес.;
общая расчетная стоимость строительства
в базовых ценах 2001 г., всего - 7 223,860 млн. тенге,
в том числе: СМР - 6 554,278 млн. тенге,
оборудование - 581,165 млн. тенге,
прочие - 88,416 млн. тенге;
общая расчетная стоимость строительства
в текущих и прогнозных ценах 2013-2020 гг., всего - 24 923,535 млн. тенге,
в том числе: СМР - 19 100,938 млн. тенге,
оборудование - 1 654,649 млн. тенге,
прочие - 4 167,948 млн. тенге;

в том числе: I-я очередь строительства

количество газифицируемых населенных пунктов - 3 шт.;
прогнозный объем потребления газа - 172,2 млн. $м^3$/год;
протяженность газопровода:
высокого давления - 45,0 км;
среднего давления - 52,1 км;
количество головных пунктов
редуцирования газа (ГГРП) - 7 шт.;
количество групповых пунктов
редуцирования газа (ШРП) - 401 шт.;
общая расчетная стоимость строительства
в базовых ценах 2001 г., всего. - 1 560,423 млн. тенге,
в том числе: СМР - 1 327,534 млн. тенге,
оборудование - 215,012 млн. тенге,
прочие - 17,877 млн. тенге;
общая расчетная стоимость строительства
в текущих ценах 2013 года и
прогнозных ценах 2014-2016 гг., всего - 4 850,120 млн. тенге,
в том числе: СМР - 3 447,443 млн. тенге,
оборудование - 558,359 млн. тенге,
прочие - 844,318 млн. тенге;
продолжительность строительства - 13,3 мес.;

II-я очередь строительства

количество газифицируемых населенных пунктов - 30 шт.;
прогнозный объем потребления газа - 62,0 млн. $м^3$/год;
протяженность газопровода:
высокого давления - 254,4 км;
среднего давления - 10,0 км;
количество головных пунктов
редуцирования газа (ГГРП) - 31 шт.;
количество групповых пунктов
редуцирования газа (ШРП) - 5 шт.;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

общая расчетная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., всего.	- 1 914,192 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 1 766,026 млн. тенге,
оборудование	- 124,231 млн. тенге,
прочие	- 23,934 млн. тенге;
общая расчетная стоимость строительства в текущих ценах 2013 года и прогнозных ценах 2015-2017 гг., всего	- 6 250,184 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 4 907,411 млн. тенге,
оборудование	- 345,211 млн. тенге,
прочие	- 997,563 млн. тенге;
продолжительность строительства	- 17,8 мес.;
III-я очередь строительства	
количество газифицируемых населенных пунктов	- 26 шт.;
прогнозный объем потребления газа	- 141,6 млн. $м^3$/год;
протяженность газопровода:	
высокого давления	- 252,5 км;
среднего давления	- 36,5 км;
количество головных пунктов редуцирования газа (ГГРП)	- 28 шт.;
количество групповых пунктов редуцирования газа (ШРП)	- 108 шт.;
общая расчетная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., всего.	- 2 307,383 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 2 127,134 млн. тенге,
оборудование	- 151,604 млн. тенге,
прочие	- 28,645 млн. тенге;
общая расчетная стоимость строительства в прогнозных ценах 2016-2019 гг., всего	- 8 384,238 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 6 568,095 млн. тенге,
оборудование	- 468,117 млн. тенге,
прочие	- 1 348,026 млн. тенге;
продолжительность строительства	- 18,8 мес.;
IV-я очередь строительства	
количество газифицируемых населенных пунктов	- 23 шт.;
прогнозный объем потребления газа	- 129,6 млн. $м^3$/год;
протяженность газопровода:	
высокого давления	- 162,1 км;
количество головных пунктов редуцирования газа (ГГРП)	- 23 шт.;
общая расчетная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., всего.	- 1 441,862 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 1 333,584 млн. тенге,
оборудование	- 90,319 млн. тенге,
прочие	- 17,959 млн. тенге;
общая расчетная стоимость строительства в прогнозных ценах 2017-2020 гг., всего	- 5 438,993 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 4 177,990 млн. тенге,
оборудование	- 282,961 млн. тенге,
прочие	- 978,04 млн. тенге;
продолжительность строительства	- 16,7 мес.

2. Заказчику на стадии проектирования получить необходимые согласования и заключения контрольно-надзорных органов и заинтересованных организаций.

3. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Акмолинской области» в соответствии с условиями договора от 17 июня 2013 года № 338.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

4. Заказчику во исполнение постановления Правительства Республики Казахстан от 29 октября 2010 года № 1135 «Об утверждении Программы по развитию казахстанского содержания в Республике Казахстан на 2010-2014 годы» на стадии проектирования максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

5. Заказчику на стадии разработки рабочей документации дополнительно рассмотреть целесообразность газификации отдельных поселков и сельских населенных мест, рассмотренных в данном ТЭО, с учетом их перспективной численности и дальнейшего развития.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Көкшетау», «Щучинск», «Астана-1», «Астана-2» АГТС-тан Акмола облысының газ тарату жүйелерін салу». 1-кезең» техника-экономикалық негіздемесі Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіпте келесідей негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен бекітілуге ұсынылады:

Ақмола облысының	
газ шығаратын елді мекендерінің саны	- 82 дана;
газ тұтынудың болжамды көлемі	- жылына 505,4 млн. м^3;
құрылыстың жалпы ұзақтығы	- 60,0 ай;
2001 ж. базалық бағадағы құрылыстың	
жалпы есептік құны, барлығы	- 7 223,860 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ	- 6 554,278 млн. теңге,
жабдық	- 581,165 млн. теңге,
басқалары	- 88,416 млн. теңге;
2013-2020 жж. ағымдағы және болжамды бағалардағы	
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы	- 24 923,535 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ	- 19 100,938 млн. теңге,
жабдық	- 1 654,649 млн. теңге,
басқалары	- 4 167,948 млн. теңге;
оның ішінде: құрылыстың I-ші кезегі	
газ шығаратын елді мекендердің саны	- 3 дана,
газ тұтынудың болжамды көлемі	- жылына 172,2 млн. м^3;
газ құбырының ұзындығы:	
жоғары қысымды	- 45,0 км;
орташа қысымды	- 52,1 км;
газ алмастыратын бас пунктердің саны (ГГРП)	- 7 дана;
газ алмастыратын топтық пунктердің саны (ШРП)	- 401 дана;
2001 ж. базалық бағадағы құрылыстың	
жалпы есептік құны, барлығы	- 1 560,423 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ	- 1 327,534 млн. теңге,
жабдық	- 215,012 млн. теңге,
басқалары	- 17,877 млн. теңге;
2013 ж. ағымдағы және 2014-2016 жж. болжамды бағалардағы	
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы	- 4 850,120 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ	- 3 447,443 млн. теңге,
жабдық	- 558,359 млн. теңге,
басқалары	- 844,318 млн. теңге;
құрылыс ұзақтығы	- 13,3 ай;
құрылыстың II-ші кезегі	
газ шығаратын елді мекендердің саны	- 30 дана,
газ тұтынудың болжамды көлемі	- жылына 62,0 млн. м^3;
газ құбырының ұзындығы:	
жоғары қысымды	- 254,4 км;
орташа қысымды	- 10,0 км;
газ алмастыратын бас пунктердің саны (ГГРП)	- 31 дана;
газ алмастыратын топтық пунктердің саны (ШРП)	- 5 дана;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

2001 ж. базалық бағадағы құрылыстың
жалпы есептік құны, барлығы - 1 914,192 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 1 766,026 млн. теңге,
жабдық - 124,231 млн. теңге,
басқалары - 23,934 млн. теңге;
2013 ж. ағымдағы және 2015-2017 жж. болжамды бағалардағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 6 250,184 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 4 907,411 млн. теңге,
жабдық - 345,211 млн. теңге,
басқалары - 997,563 млн. теңге;
құрылыс ұзақтығы - 17,8 ай;

құрылыстың III-ші кезегі

газ шығаратын елді мекендердің саны - 26 дана,
газ тұтынудың болжамды көлемі - жылына 141,6 млн. $м^3$;
газ құбырының ұзындығы:
жоғары қысымды - 252,5 км;
орташа қысымды - 36,5 км;
газ алмастыратын бас пунктердің саны (ГГРП) - 28 дана;
газ алмастыратын топтық пунктердің саны (ШРП) - 108 дана;
2001 ж. базалық бағадағы құрылыстың
жалпы есептік құны, барлығы - 2 307,383 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 2 127,134 млн. теңге,
жабдық - 151,604 млн. теңге,
басқалары - 28,645 млн. теңге;
2016-2019 жж. болжамды бағадағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 8 384,238 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 6 568,095 млн. теңге,
жабдық - 468,117 млн. теңге,
басқалары - 1 348,026 млн. теңге;
құрылыс ұзақтығы - 18,8 ай;

құрылыстың IV-ші кезегі

газ шығаратын елді мекендердің саны - 23 дана,
газ тұтынудың болжамды көлемі - жылына 129,6 млн. $м^3$;
газ құбырының ұзындығы:
жоғары қысымды - 162,1 км;
газ алмастыратын бас пунктердің саны (ГГРП) - 23 дана;
2001 ж. базалық бағадағы құрылыстың
жалпы есептік құны, барлығы - 1 441,862 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 1 333,584 млн. теңге,
жабдық - 90,319 млн. теңге,
басқалары - 17,959 млн. теңге;
2017-2020 жж. болжамды бағадағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 5 438,993 млн. теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 4 177,990 млн. теңге,
жабдық - 282,961 млн. теңге,
басқалары - 978,04 млн. теңге;
құрылыс ұзақтығы - 16,7 ай.

2. Тапсырысшы жобалау сатысында бақылау-қадағалау органдары мен мүдделі ұйымдардың қажетті келісімдері мен қорытындыларын алсын.

3. Осы сараптау қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2013 жылғы 17 маусымдағы № 338 шарттың талаптарына сәйкес «Ақмола облысының Энергетика және тұрғын үй-құрылыс басқармасы» ММ кепілдік етеді.

4. «Қазақстан Республикасындағы қазақстандық қамтуды дамыту жөніндегі 2010-2014 жылдарға арналған бағдарламаны бекіту туралы» Қазақстан Республикасы Үкіметінің 2010 жылғы 29 қазандағы № 1135 Қаулысын орындау үшін тапсырысшы құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдары мен құрастырмаларын барынша пайдалансын.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

5. Тапсырысшы жұмыс құжаттамасын әзірлеу сатысында аталған ТЭН қарастырылған жеке кенттер мен ауылдық елді жерлерді газдандырудың мақсаттылығын олардың болашақтағы санын және әрі қарай дамуын есепке алып қосымша қарастырсын.

Өндірістік бөлімнің бастығы	К. Хван
Жетекші сарапшы	Г. Балтынова
Сарапшы	К. Тельконуров
Бас маман	Н. Орлова
Бас маман	Ж. Калелов
Бас маман	В. Крукович
Бас маман	А. Чукпарова
Бас маман	Г. Койшебаева
Сарапшы	М. Цечоева

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА