ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-
КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ
ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРЫННЫҢ («МЕМСАРАПТАМА» РМК)
ОҢТҮСТІК ФИЛИАЛЫ

ЮЖНЫЙ ФИЛИАЛ
РЕСПУБЛИКАНСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ» (РГП
«ГОСЭКСПЕРТИЗА») АГЕНТСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО ДЕЛАМ
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-
КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

УТВЕРЖДАЮ

Директор
Южного филиала
РГП «Госэкспертиза»

Карманов Ш.Д.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 02-0271/12 от 16 мая 2012 г.

по проекту
«Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган»

ЗАКАЗЧИК:
ГУ «Управление энергетики
и коммунального хозяйства
Алматинской области»,
г. Талдыкорган

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «КАТЭК»,
г. Алматы

г. Алматы

069223

1 НАИМЕНОВАНИЕ – Проект «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган».

Настоящее заключение выполнено согласно договору № 147 от 29 февраля 2012 года, заключенному с ТОО «КАТЭК» г. Алматы, на проведение государственной экспертизы проекта.

2 ЗАКАЗЧИК - ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Алматинской области», город Талдыкорган.

3 ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК - ТОО «КАТЭК», г. Алматы (Государственная лицензия ГСЛ № 001227 от 25 мая 2000 года, выданная Управлением государственного архитектурно-строительного контроля г. Алматы, подтверждению подлежит 25 мая 2012 года).

ГИП – Ягафарова И.И. (приказ от 9 ноября 2011 года №244).

4 ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ - государственные инвестиции (Бюджетная программа 279 004 000 421, согласно Договору № 39 от 26 октября 2011 года.)

5 ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки

Техническая спецификация (задание на проектирование) на проект «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», приложение № 1 к Договору № 39 от 26 октября 2011 года.

Договор на разработку проектно-сметной документации на строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», между ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Алматинской области» и ТОО «КАТЭК», от 26 октября 2011 года № 39.

Региональная программа «Комплексная газификация Алматинской области на 2007-2015 годы с перспективой до 2020 года», утвержденная решением Алматинского областного маслихата, от 17 января 2007 года № 35-263.

ТЭО «Газификация Талдыкорганского региона Алматинской области со строительством магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», разработанное в 2010 году (Заключение ЮФ РГП «Госэкспертиза», № 02-0765/10 от 22 декабря 2010 года, утвержденное Приказом Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, от 17 марта 2011 года № 110-ПИР).

Акт выбора трассы для строительства магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» с сопутствующими линейными сооружениями на территории Алматинской области, утвержденный первым заместителем Акима Алматинской области, от 27 января 2012 года.

Акт выбора трассы для строительства магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» с сопутствующими линейными сооружениями и коммуникациями на территории Карасайского района, утвержденный Акимом Карасайского района, от 21 декабря 2011 года.

Акт выбора трассы для строительства магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» с сопутствующими линейными сооружениями и коммуникациями на территории Жамбылского района, утвержденный Акимом Жамбылского района, от 27 декабря 2011 года.

Акт выбора трассы для строительства магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» с сопутствующими линейными сооружениями и коммуникациями на территории Илийского района, утвержденный заместителем Акима Илийского района, от 8 февраля 2012 года.

Акт выбора трассы для строительства магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» с сопутствующими линейными сооружениями и коммуникациями на территории Балхашского района, утвержденный Акимом Балхашского района, от 8 февраля 2012 года.

Акт выбора трассы для строительства магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» с сопутствующими линейными сооружениями и коммуникациями на

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

территории Кербулакского района, утвержденный Акимом Кербулакского района, от 3 февраля 2012 года.

Акт выбора трассы под строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» с сопутствующими линейными сооружениями и коммуникациями на территории Коксуского района, утвержденный Акимом Коксуского района, от 9 февраля 2012 года.

Акт выбора трассы под строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» с сопутствующими линейными сооружениями и коммуникациями на территории Ескельдинского района, утвержденный Акимом Ескельдинского района, от 22 февраля 2012 года.

Постановление Акимата Карасайского района Алматинской области, о предварительном согласовании места размещения трассы МГ «Алматы-Талдыкорган» для ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области» земельных участков в постоянное и временное возмездное землепользование, от 16 апреля 2012 года № 4-416.

Постановление Акимата Жамбылского района Алматинской области, о предоставлении земельных участков в постоянное и временное возмездное землепользование для ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области», от 11 апреля 2012 года № 291.

Постановление Акимата Балхашского района Алматинской области, о предоставлении земельных участков в постоянное и временное возмездное землепользование для ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области», от 9 апреля 2012 года № 64.

Постановление Акимата Кербулакского района Алматинской области, о предоставлении ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области» земельных участков в постоянное и временное возмездное землепользование, от 3 апреля 2012 года № 106.

Постановление Акимата Коксуского района Алматинской области, о предоставлении ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области» земельных участков в постоянное и временное возмездное землепользование для строительства МГ «Алматы-Талдыкорган», от 30 марта 2012 года, № 125.

Постановление Акимата Илийского района Алматинской области, о предоставлении права постоянного землепользования и права временного возмездного краткосрочного землепользования на земельный участок ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области», от 28 апреля 2012 года № 4-417

Постановление Акимата Алматинской области о предварительном согласовании места размещения (выбора трассы) для строительства магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» с сопутствующими линейными сооружениями, от 26 апреля 2012 года № 100.

Разъяснение ГУ «Департамент Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора МЗРК по Алматинской области» касательно выбора земельных участков для строительства зданий и сооружений с учетом уровня выделения радона из почвы и радиационного фона, от 27 января 2012 года № 7-0650.

Акт выбора места пересечения газопровода по проекту «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» на участке железной дороги Шымкент-Алматы на перегоне между ст. Казыбек бек и ст. Жынгылды 3993 км ПК01+39 м, от 24 февраля 2012 года.

Акт выбора места пересечения газопровода по проекту «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» на участке железной дороги Алматы-Семей-Новосибирск на перегоне между ст. Мойынкум и раз. Бахша 1430 км ПК09+19 м,от 1 марта 2012 года.

Акт выбора места пересечения газопровода по проекту «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» на участке железной дороги Коксу-Текели на перегоне между ст. Тентек и ст.Карабулак 36 км ПК07+36 м, от 1 марта 2012 года.

МЕМОСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Предварительные технические условия о технической возможности поставки газа через предусмотренные проектом и построенные газопроводы-отводы МГ «Казахстан-Китай» на территории Алматинской области ГУП ТОО «Азиатский газопровод», от 19 ноября 2009 года № KAZ-OT-0209.

Технические условия на подключение проектируемого газопровода-отвода «Алматы-Талдыкорган» к перемычке Узынагаш между магистральными газопроводами «Казахстан-Китай» и «БГР-ТБА», выданные АО «Интергаз Центральная Азия», от 26 декабря 2011 года № 2-60-4169.

Технические условия ТОО «Азиатский газопровод» на пересечение МГ «Казахстан-Китай», от 28 февраля 2012 года № AGPMT/TO/LE/J-41.

Технические условия АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC» на пересечение проектируемого магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» с воздушными линиями электропередачи АО «KEGOC», от 21 декабря 2011 года № 09-11/7199.

Технические условия АО «Алатау Жарық Компаниясы» (АЖК) на пересечение существующих ВЛ-0,4-10-35 кВ от 2 сентября 2010 года № 25.1-3497; на электроснабжение объектов магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», расположенных в Балхашском, Жамбылском, Илийском районах Алматинской области. Разрешенная мощность – 60 (шестьдесят) кВт, категория энергоснабжения – I, III от 25 августа 2010 года, №25.1-3369, продленные дополнением к ТУ, от 27 декабря 2011 года № 25.1-5497.

Технические условия АО «Талдыкорганская Акционерная Транспортно-Электросетевая Компания» (ТАТЭК) на электроснабжение пикетов на МГ (магистральный газопровод в районе с. Алдабергенова) потребляемая мощность – 5 кВт, категория надежности III от 27 августа 2010 года № 20-106; на электроснабжение пикетов на МГ (магистральный газопровод в районе с. Шымыр) потребляемая мощность – 20 кВт от 27 августа 2010 года №20-107; на электроснабжение пикетов на МГ (магистральный газопровод в районе п. Балпык би) потребляемая мощность – 15 кВт, категория надежности III от 27 августа 2010 года, №20-108 (Письмо АО «ТАТЭК» № 20-1598 от 5 декабря 2011 года), продленные письмом, от 5 декабря 2011 года № 20-1598.

Технические условия на пересечение проектируемого магистрального газопровода с ВОЛС, ТОО «TNS-Plus» от 13 января 2012 года № 00072/12-И27.

Технические условия Алматинской областной дирекции телекоммуникаций на пересечение и параллельное прохождение магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» по территории Жамбылского, Ескельдинского и Коксуского районов, от 4 января 2012 года №04-10-13/2.

Технические условия Коксуского отделения телекоммуникаций Коксуский РУТ на проектирование трассы магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» проходящей по Алматинской области через территорию Коксуского района, от 15 декабря 2011 года № 4-38-11/Г.

Технические условия ТУСМ-1 АО «Казактелеком» Объединение «Дальняя связь» на проектирование магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» в охранной зоне магистральных кабелей связи ТУСМ-1, от 6 декабря 2011 года № 01-142-12/11.

Технические условия Алматинского областного Департамента Комитета автомобильных дорог на параллельное следование и пересечение автомобильных дорог республиканского значения, от 5 декабря 2011 года № 19-06-02/2-1-4421.

Технические условия ГУ «Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог Алматинской области» на пересечение автомобильных дорог областного значения, от 13 декабря 2011 года № 24-05/119-Б.

Технические условия Уштобинской дистанции сигнализации и связи АО «НК «КТЖ» по переходам газопровода «Алматы-Талдыкорган» через перегоны ж/д путей, МКЛС, ВЛС, от 15 декабря 2011 года № 439.

Технические условия Алматинской дистанции сигнализации и связи Филиала АО «Национальная компания «Қазақстан темір жолы», от 5 декабря 2011 года № 25/29.

Технические условия Айнабулакской дистанции пути им. Н.Байшапанова Филиала АО «Национальная компания «Қазақстан темір жолы» прохождения газопровода под железнодорожные пути, от 13 декабря 2011 года № 622.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Технические требования Алматинской дистанции пути Филиала АО «Национальная компания «Қазақстан темір жолы» при пересечении земляного полотна железных дорог газопроводами на участке перегон Казбек-бек б/п-3996 3992 км пк2, от 17 мая 2010 года №322.

Технические условия ГКП ВХ «Коксуирригация» ГУ «Управление природных ресурсов регулирования природопользования Алматинской области» на пересечение каналов магистральным газопроводом «Алматы-Талдыкорган» на территории Коксуского района, от 17 января 2012 года № 1-3312.

Технические условия ГКП ВХ «Карабулакирригация» ГУ «Управление природных ресурсов регулирования природопользования Алматинской области» на пересечение каналов магистральным газопроводом «Алматы-Талдыкорган» на территории Ескельдинского района, от 13 февраля 2012 года № 02-19/159.

5.2 Согласования и заключения органов государственного надзора

ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Алматинской области» - согласование, проекта «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» (титульный лист, Том II), 2012 год.

ГУ «Балхаш-Алакольская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов КВР МСХ РК», согласование Акта выбора трассы для строительства магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», от 6 января 2012 года № 24-08-03/37.

ГУ «Балхаш-Алакольская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов КВР МСХ РК», согласование проекта «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», от 10 февраля 2012 года № 19-08-03/426.

ГУ «Балхаш-Алакольский департамент экологии Комитета экологического регулирования и контроля МООС РК» – заключение государственной экологической экспертизы на проект «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) на строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», от 27 марта 2012 года № 04-08/1002.

ГУ «Департамент Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора МЗ РК по Алматинской области», санитарно-эпидемиологическое заключение проекта «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», от 16 марта 2012 года № 155.

ГУ «Алматинская областная территориальная инспекция комитета ветеринарного контроля и надзора» МСХ РК, ветеринарно-санитарные заключения по трассе МГ «Алматы-Талдыкорган», от 2 марта 2012 года № 01-01-220.

Карасайское районное управление государственного санитарно-эпидемиологического надзора - санитарно-эпидемиологическое заключение на отвод земельного участка под строительство магистрального газопровода Алматы-Талдыкурган, территория Карасайского района Алматинской области, от 12 марта 2012 года №168.

Жамбылское районное управление государственного санитарно-эпидемиологического надзора - санитарно-эпидемиологическое заключение на земельный участок под строительство газопровода «Алматы-Талдыкорган», а также постоянных сооружений газопровода расположенный в Жамбылском районе, от 11 марта 2012 года № 14.

Управление Госсанэпиднадзора по Илийскому району - санитарно-эпидемиологическое заключение по отводу земельного участка под строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», от 6 марта 2012 года № 292.

Кербулакское районное управление государственного санитарно-эпидемиологического надзора - санитарно-эпидемиологическое заключение на отвод земельного участка под строительство трассы газопровода, от 2 февраля 2012 года № 13.

Коксуское районное управление государственного санитарно-эпидемиологического надзора санитарно-эпидемиологическое - заключение на отвод земельного участка для строительства магистрального газопровода Алматы-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Талдыкурган на территории Коксуского района Алматинской области, от 13 марта 2012 года № 23.

Управление государственного санитарно-эпидемиологического надзора по Ескельдинскому району - санитарно-эпидемиологическое заключение на отвод земельного участка под строительство магистрального газопровода Алматы-Талдыкорган, территория Ескельдинского района Алматинской области, от 31 января 2012 года № 3.

ГУ «Департамент по чрезвычайным ситуациям Алматинской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан» - согласование схемы размещения трассы магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», от 3 июня 2010 года № 23-12/12.3/2157/2003.

ТОО «Научно-производственный центр» «Мекенсак» - заключение технической экспертизы по промышленной безопасности на Проект «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», от 9 апреля 2012 года №797.

ТОО «Азиатский газопровод» согласование пересечения 2-х ниток действующего, одной нитки проектного МГ «Казахстан-Китай» и кабеля ВОЛС, от 2 марта 2012 года № AGPMT/T0/LE/J-48.

Технический узел сетей магистральных связей и телевидения № 1 (ТУСМ-1) Объединение «Дальняя связь» АО «Казактелеком» - согласование перехода проектируемого газопровода «Алматы-Талдыкорган» через кабель ВОЛС ТУСМ-1 ОДС филиала АО «Казахтелеком» от 10 апреля 2012 года, № 41-9-16/368.

Илийский РЭС АО «АЖК» согласование проекта электроснабжения и точек подключения от ближайшей опоры: точка № 1 ф.13-51А, точка №2 ф.13-51А, точка № 3 ф.13-51А, точка № 4 ф.13-51А, от 9 апреля 2012 года №20.

Балхашская РЭС АО «АЖК» - согласование проекта электроснабжения и точки подключения от ближайшей опоры Ф-3-104А, с учетом выданных технических условий, от 27 марта 2012 года № 42-29.

ГУ «Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог Алматинской области» - согласование пересечения автомобильных дорог областного и местного значения № 24-05/28-Б, от 1 марта 2012 года.

Алматинский областной Департамент Комитета автомобильных дорог - согласование перехода автодорог республиканского значения, от 29 февраля 2012 года № 19-06-02/2-1-371.

АО НК «Казахстан темир жолы» - согласование пересечения газопровода по проекту «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» на участке железной дороги Шымкент-Алматы на перегоне между ст. Казыбек бек и ст. Жынгылды 3993 км ПК01+39 м, от 24 февраля 2012 года.

АО НК «Казахстан темир жолы» - согласование пересечения газопровода по проекту «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» на участке железной дороги Алматы-Семей-Новосибирск на перегоне между ст. Мойынкум и раз. Бахша 1430 км ПК09+19 м, от 1 марта 2012 года.

АО НК «Казахстан темир жолы» -согласование пересечения газопровода по проекту «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» на участке железной дороги Коксу-Текели на перегоне между ст. Тентек и ст.Карабулак 36 км ПК07+36 м, от 1 марта 2012 года.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу:

Том I Отчет по инженерным изысканиям строительство магистрального газопровода «Алматы - Талдыкорган», выполненный ТОО «КАТЭК» в 2012 года.

Том II Общая пояснительная записка.

Том III Оценка воздействия на окружающую среду. Пояснительная записка

Том IV Сметная документация

Том V Графические материалы (Чертежи марки. 39/26.10.2011-Ч – ГТ, МГ, ТХ, АС, ЭС, ЭХЗ, АТХ, ПОС, СС, СО).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

5.4 Основные цели и задачи строительства

Разработка технических решений по строительству магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» и АГРС «Талдыкорган», крановых узлов и других технических и технологических устройств, обеспечивающих транспортировку и подачу газа потребителям г. Талдыкорган и Талдыкорганской городской администрации.

6 ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Проектируемые объекты – газопровод и технологические площадки расположены на территории 7-ти районов Алматинской области: Карасайском, Жамбылском, Илийском, Балхашском, Кербулакском, Коксуском и Ескельдинском. Территория свободна от застроек.

Магистральный газопровод «Алматы-Талдыкорган» от точки подключения по территории Карасайского района Алматинской области проходит в восточном направлении, пересекая а/дорогу областного значения АЛ-40 «Алматы-Бишкек-ст.Узынагаш-Курты» (км а/д 34+600) и реку Узынкаргалы. Затем трасса газопровода поворачивает на северо-восток до административной границы Жамбылского района.

По территории Жамбылского района трасса газопровода проходит по пескам Жаманкум с относительно ровным рельефом местности, с высотными отметками в пределах 620 – 626 м БС, пересекает железную дорогу «Шымкент-Алматы» на перегоне ст.Казыбек бек-ст.Жынгылды (на 3993 км ПК01+39 м), реку Жынгылды, 10 линий электропередач, 4 лесополосы и полевые грунтовые дороги.

По территории Илийского района, трасса газопровода проходит в северо-западном, северном и далее - в северо-восточном направлениях до границы с Балхашским районом, параллельно автодороге М-36 «Екатеринбург-Алматы», подъезд к с. Акший, а/д областного значения «Алматы-Оскемен-Казахстан-Акший» от 98-54 км, пересекая ее на а/д 56,3 км, параллельно реке Курты и Куртинскому водохранилищу на расстоянии – 1000 м – 2700 м и более от водных объектов. Трасса газопровода пересекает реки Керегетас, Аккарасай, Бол.Кызылесик, Сулусай и Или, автомобильные дороги республиканского значения – «Алматы-Астана» (км а/д 96+750 м) и Р-18 «Капшагай-Курты».

Рельеф относительно ровный, с постоянным небольшим уклоном на северо-восток (0,003 ‰), высотные отметки изменяются в пределах от 676 м до 476 м БС

По территории Балхашского района трасса газопровода проходит в северо-восточном направлении по пересеченной предгорной местности и далее – по пескам Жинишкекум, пересекая а/д АЛ-1 «Капшагай-Баканас-Караой» (км а/д 53+500).

По территории Кербулакского района трасса газопровода проходит в северо-восточном направлении по пескам Жинишкекум, пересекая сеть полевых дорог и реку Шетозек. Рельеф поверхности относительно ровный, перепад высотных отметок - 696-708 м БС.

На территории района предусматривается крановый узел на отводе на АГРС «Сарыозек».

Общая протяженность газопровода «Алматы-Талдыкорган» по территории Кербулакского района принята 9,923 км.

Коксуский район. По территории Коксуского района трасса газопровода проходит, в основном, по пескам Мойынкум и предгорной местности в северо-восточном и северном направлениях, пересекая сеть полевых дорог, канал Актыган, ручей Мукры, арык Шакара и реки Сарыозек, Шенгельды, Биже и Коксу до границы с Ескельдинским районом.

Трасса газопровода пересекает железнодорожную линию «Сарыозек-Уштобе», автомобильную дорогу республиканского значения А350 «Алматы-Усть-Каменогорск» и автомобильные дороги областного значения Талдыкорган-Уштобе-Биже-Мукры, параллельное следование км а/д 29-39 и пересечение на км 29, км 32 и км 39, подъезды к с. 10-лет Казахстана (км а/д 0,08), подъезд к с. Ленино (км а/д 7+600).

На территории района предусматривается строительство 6 линейных и 2-х крановых узлов на АГРС «Балпык би» и АГРС-«Уштобе».

МЕМСАРАЙТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Общая протяженность газопровода «Алматы-Талдыкорган» по территории Коксуского района принято 102,822 км.

Ескельдинский район. По территории Ескельдинского района трасса газопровода проходит по освоенной территории в северо-восточном направлении. В Ескельдинском районе газопровод пересекает автомобильные дороги областного значения АЛ-130 «Кировск-Актекше» и АЛ-94 «Коксу-Кировск-Карабулак-Кайнарлы».

Трасса газопровода пересекает железнодорожную линию «Коксу-Текели» на 36 км.

На территории района предусматривается установка АГРС «Талдыкорган» планируются площадки для установки камеры приема очистного устройства (КПОУ) и крановых узлов.

Место расположения проектной АГРС «Талдыкорган» принято с учетом наличия транспортных коммуникаций, инженерных сетей и других объектов производственной и социальной инфраструктуры.

Протяженность газопровода «Алматы-Талдыкорган» по территории Ескельдинского района принято 13,521 км.

Природно-климатические и инженерно-геологические условия:

Климатический район (СНиП РК 2.04-01-2001) - III В.
Район по весу снегового покрова (СНиП 2.01.07-85*) - III (s_o = 100 кгс/м^2).
Район по давлению ветра (СНиП РК 2.01.07-85*) - III (w_o = 38 кгс/м^2).
Расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 (СНиП РК 2.04.21-2004) - минус 25° С- минус 35° С.
Сейсмичность площадок строительства - 7-8 баллов.
Нормативная глубина промерзания:
пески - 124 см.

Категория грунтов по сейсмическим свойствам – II (вторая), III (третья).

Уточненная сейсмичность площадки строительства – 8-9 баллов.

Согласно отчету об инженерно-геологических изысканиях, в геолого-литологическом строении площадок принимают участие песчанистые грунты.

Основанием для фундаментов служат пылеватые пески.

Нормативные характеристики грунта основания фундаментов приведены в таблице № 1.

Таблица № 1

Наименование грунта	$\rho_н$	$C_н$	$\varphi_н$	E	R_0
Песок пылеватый, средней плотности, влажный	1,79	6	34	28	150
Песок пылеватый с примесью дресвы, щебня 10 %	1,79	6	34	28	250
Песок пылеватый, сухой, плотный		4	30	18	250

где:
ρ - плотность грунта, г/см^3,
С - удельное сцепление, кПа,
φ - угол внутреннего трения, градус,
Е - модуль деформации, МПа.
R_0 – расчетное сопротивление, кПа.

Степень агрессивного воздействия песчаных грунтов на бетонные и железобетонные конструкции марки W6 по содержанию сульфатов для бетонов на портландцементе (по ГОСТ 10178-85*) – сильноагрессивная, на сульфатостойких цементах – неагрессивная.

Степень агрессивного воздействия грунта по содержанию хлоридов на железобетонные конструкции – среднеагрессивная.

Грунтовые воды выработками не вскрыты.

Территория потенциально не подтопляемая.

Грунты не засоленные.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

По трассе газопровода принимают участие песчанистые грунты, супесь твердая, суглинок твердый, местами скальный грунт.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план и транспорт

В основу решения генерального плана и ситуационной схемы размещения магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», площадок линейных сооружений и АГРС, с учетом обоснованного в ТЭО маршрута и объектов газоснабжения, заложены требования технологической компоновки и соблюдения минимальных расстояний, с учетом санитарных, экологических и противопожарных нормативных требований.

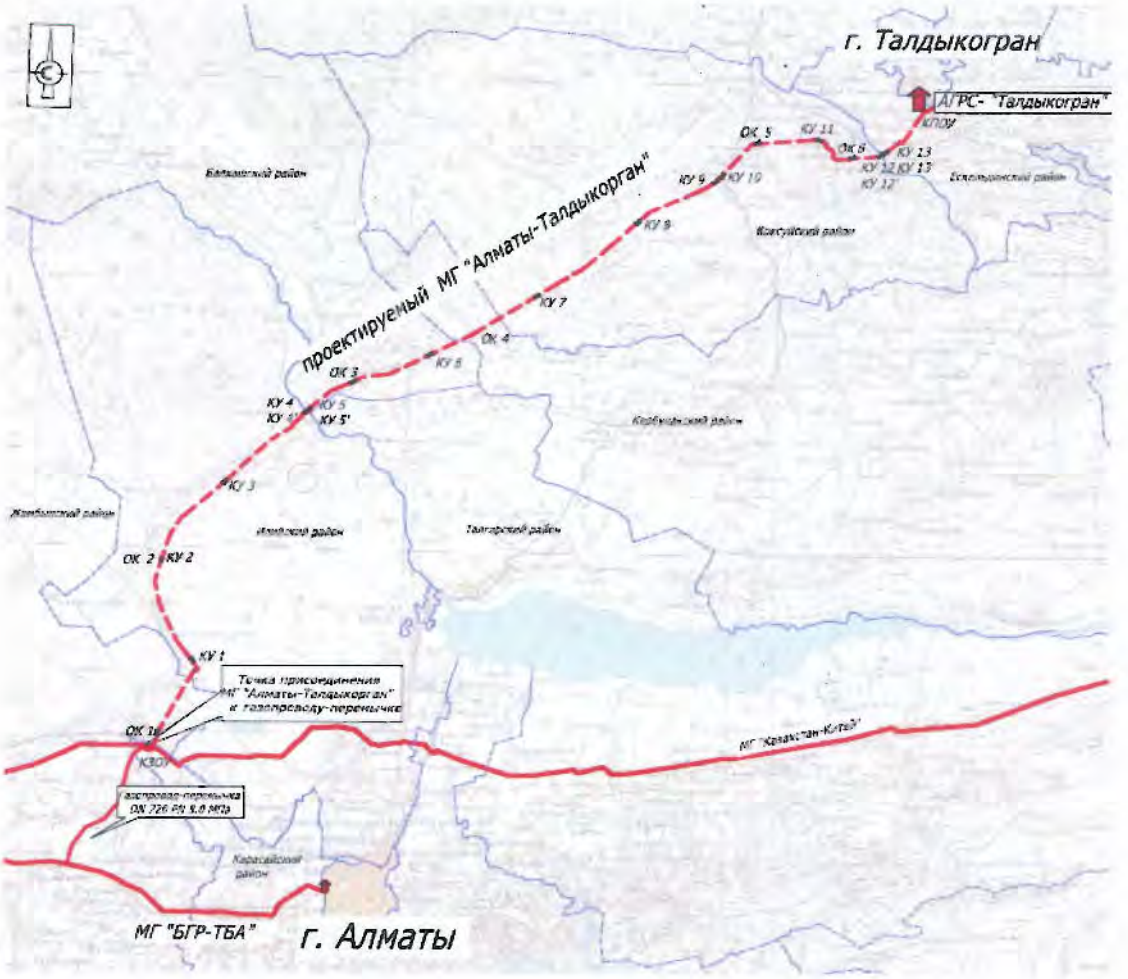

Рисунок 1 - *Ситуационная схема*

Проектом предусматриваются следующие площадки строительства:

Площадка технологического узла учета газа (размером 22,0х6,0 м)

На площадке размещены следующие здания и сооружения: замерная линия с накладным расходомером прокладываемая надземно на опорах. Территория оборудована молниезащитой.

Территория освещена.

Площадка узла запуска очистного устройства (размером в плане 72,0х38,0 м) с установкой блок-бокса операторной;

Площадки линейных крановых узлов КУ-1, КУ-3, КУ-4, КУ-5, КУ-6, КУ-7, КУ-8, КУ-9, КУ-10, КУ-11, КУ-12, КУ-13 (размером в плане 25,0х15,0 м) с установкой блок-бокса СЛТМ и продувочных свечей;

Площадка линейного кранового узла КУ-2 с охранным краном ОК-2 (размером в плане 25,0х20,0 м) с установкой блок-бокса СЛТМ и продувочных свечей;

*Площадки линейных крановых узлов КУ-4', КУ-5', КУ-12', КУ-13' (*размером в плане 8,0х9,0 м) с установкой продувочных свечей;

Площадки охранных крановых узлов газопроводов-отводов на АГРС ОК-1, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-6 (размером в плане 5,0х5,0 м) с установкой продувочных свечей;

Площадка узла приема очистного устройства с конденсатосборником (размером в плане 100х75 м) с установкой продувочных свечей;

Площадка охранного кранового узла ОК-7 (размером в плане 18,0х15,0 м) с отводом на АГРС-Талдыкорган с установкой продувочных свечей;

Площадка башни связи (размером в плане 18,0х15,0 м) с установкой отдельно стоящих опор для размещения антенн связи на КУ-1, КУ-3, КУ-4, КУ-6, КУ-7, КУ-8, КУ-9, КУ-11;

Площадка АГРС-Талдыкорган (размером в плане 102,0х60,0 м) с узлом учета газа в составе:

Блок переключения – 1 шт.;
Блок очистки газа – 1 шт.;
Блок подогрева газа – 1 шт.;
Блок редуцирования газа – 1 шт.;
Блок подготовки теплоносителя – 1 шт.;
Блок автоматической одоризации газа (БАОГ) – 1 шт.;
Узел учета расхода газа – 1 шт.;
Емкость одоранта V=2 м^3 – 1 шт.;
Емкость для сбора конденсата V=2 м^3 – 1 шт.;
Емкость теплоносителя V=3,5 м^3 – 1 шт.;
Аккумулятор импульсного газа – 1 шт.;
Вытяжные и продувочные свечи;
Склад закрытый для хранения инвентаря – 1 шт.;
Блок операторной – 1 шт.;
Молниеотвод совмещенный с прожекторной мачтой – 2 шт.;
Био-туалет – 1 шт.;
Трансформаторная подстанция КТПН-25/10-0,4 кВ;
Узел учета газа под навесом:
Блок КИПиА – 1 шт.;
Молниеотвод, совмещенный с прожекторной мачтой – 1 шт.;
Био-туалет – 1 шт.

Под технологическое оборудование предусмотрено бетонное покрытие.

Вокруг территорий площадок, расположенных по всей трассе трубопровода: крановые узлы, охранный крановый узел, площадки запуска, приёма очистного устройства, АГРС по всему периметру предусмотрено металлическое ограждение из сетчатых панелей по металлическим столбам высотой 2,15 м с дополнительным устройством по верху панелей ограждения из сетки СББ «ЕГОЗА» 500/10 по ТУ 9636-006-51711900-2006.

Для обеспечения круглогодичной транспортной связи с площадками АГРС, крановыми узлами линейной части газопровода, с целью обеспечения надежной работы газопровода предусматривается строительство подъездных автомобильных дорог.

Техническая категория подъездных дорог – V.

Конструкция дорожной одежды – переходного типа из щебня прочных пород, устроенных по способу заклинки.

По природным условиям район строительства относится к V дорожно-климатической зоне. Тип местности по характеру и степени увлажнения – I.

Земляное полотно запроектировано с учетом категории дороги, типа дорожной одежды, высоты насыпи, природных условий района строительства. Отсыпка земляного полотна предусматривается из грунтовых карьеров.

Для расчета руководящей рабочей отметки земляного полотна приняты суглинистые грунты.

Руководящая отметка насыпи принята, исходя из условий возвышения поверхности покрытия над уровнем поверхностных вод и снегонезаносимости – 0,8 м.

Основные параметры дороги:

Число полос движения -1.
Ширина полосы движения, м - 4,5.

МЕМОРАНДАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Ширина дорожной одежды, м - 4,5.
Ширина обочин, м - 1,75.
Ширина земляного полотна, м - 8,0.

Проезжая часть и поверхность земляного полотна приняты с двускатным поперечным профилем.

Для обеспечения безопасного съезда транспортных средств в аварийных ситуациях крутизна откосов насыпи принята 1:3.

Покрытие подъездных автодорог предусматривается серповидного профиля из щебня по способу заклинки толщиной слоя 15 см.

Подъездные дороги

Технические показатели подъездных дорог приведены в таблице 2

Таблица 2

№	Наименование подъезда	Протяженность, м	Площадь покрытия, м^2
1	Подъезд к площадке узла учета газа 0+00	31,4	141,3
2	Подъезд к УЗОУ, ПК 6+00	386	1737,0
3	Подъезд к ОК-1 газопровода-отвода на АГРС «Казыбек бек», ПК 62+00	583,3	2624,85
4	Подъезд к КУ-1, ПК 300+00	112,6	506,7
5	Подъезд к КУ-2, ПК 541+68,8 с ОК-2 газопровода-отвода на АГРС «Акший»	69,0	310,5
6	Подъезд к КУ-3, ПК 757+24	116	522
7	Подъезд к КУ-4 и КУ-4', ПК 1009+61,4 на переходе через реку Или	129,8	584,1
8	Подъезд к КУ-5 и КУ-5', ПК 1015+69,4	40,12	180,54
9	Подъезд к ОК-3 газопровода-отвода на АГРС «Баканас», ПК 1141+37,4	167,5	753,75
10	Подъезд к КУ-6, ПК 1291+76,5	147,7	664,65
11	Подъезд к ОК-4 газопровода-отвода на АГРС-«Сарыозек», ПК 1405+76,6	138,3	622,350
12	Подъезд к КУ-7, ПК 1569+76,6	95,7	430,65
13	Подъезд к КУ-8, ПК 1854+40	86,6	389,7
14	Подъезд к КУ-9, ПК 2059+00	725,5	3264,75
15	Подъезд к КУ-10, ПК2076+00	62,2	279,90
16	Подъезд к ОК-5 газопровода-отвода на АГРС-«Уштобе», ПК 2190+00	14,7	66,15
17	Подъезд к КУ-11, ПК 2345+00	622,7	2802,15
18	Подъезд к ОК-6 на АГРС «Балпык би», ПК 2443+00	205,4	924,30
19	Подъезд к КУ-12, КУ-12' на переходе через реку Коксу ПК 2506+77,3	215,2	968,40
20	Подъезд к КУ-13, КУ-13' на переходе через реку Коксу, ПК 2516+40	1139,1	5125,950
21	Подъезд к УПОУ (узел приема очистного устройства), ПК 2646+00	108,1	486,450
22	Подъезд к площадке ОК-7 на газопроводе-отводе на АГРС «Талдыкорган», ПК 2648+00	97,8	440,1
23	Подъезд к площадке АГРС «Талдыкорган», ПК 2+57,6	448,5	2018,25
	ИТОГО: подъездных дорог	**5743,22**	**25844,49**

На проектируемых переходах и съездах предусматривается установка предупреждающих дорожных знаков. Щитки дорожных знаков монтируются на металлических столбиках, которые устанавливаются на присыпных бермах размерами 1,8х1,5 м. Расстояние от нижнего края знака до поверхности дорожного покрытия (высота установки) принята 2,0 м.

Укрепление обочин предусмотрено щебнем, толщиной 0,07 м.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

На въезде на территорию АГРС, площадки узла приема очистных устройств устанавливаются двухстворчатые ворота и калитки для эксплуатационного персонала, для остальных площадок линейных сооружений только калитки, дополнительно предусматривается калитка на случай аварийного выхода.

Основные показатели по площадкам:

Площадка технологического узла учета газа размером в плане 22,0х6,0 м:

Площадь земельного участка – 0,0132 га.
Площадь застройки – 20 м^2.
Площадь покрытия – 112 м^2.

Площадка узла запуска очистного устройства размером в плане 72,0х38,0 м с установкой блок-бокса операторной:

Площадь земельного участка – 0,2736 га.
Площадь застройки – 470 м^2.
Площадь покрытия – 2266 м^2.

Площадка линейного кранового узла КУ-1, КУ-3, КУ-4, КУ-5, КУ-6, КУ-7, КУ-8, КУ-9, КУ-10, КУ-11, КУ-12, КУ-13 размером в плане 25,0х15,0 м с установкой блок-бокса СЛТМ и продувочных свечей:

Площадь земельного участка – 0,0375 га.
Площадь застройки – 35,8 м^2.
Площадь покрытия – 339,2 м^2.

Площадка линейного кранового узла КУ-2 с охранным краном ОК-2 размером в плане 25,0х20,0м с установкой блок-бокса СЛТМ и продувочных свечей:

Площадь земельного участка – 0,05 га.
Площадь застройки – 95,3 м^2.
Площадь покрытия – 404,7 м^2.

Площадка линейного кранового узла КУ-4' , КУ-5',КУ-12', КУ-13') размером в плане 8,0х9,0 м с установкой продувочных свечей:

Площадь земельного участка – 0,0072 га.
Площадь застройки – 17,2 м^2.
Площадь покрытия – 54,8 м^2.

Площадка охранных крановых узлов газопроводов-отводов на АГРС ОК-1, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-6 размером в плане 5,0х5,0 м с установкой продувочных свечей на 1 площадку:

Площадь земельного участка – 0,0025 га.
Площадь застройки – 1 м^2.
Площадь покрытия – 24,0 м^2.

Площадка узла приема очистного устройства с конденсатосборником размером в плане 100х75 м с установкой продувочных свечей:

Площадь земельного участка – 0,75 га.
Площадь застройки – 1729 м^2.
Площадь покрытия – 5771,0 м^2.

Площадка охранного кранового узла ОК-7 размером в плане 18,0х15,0 м с отводом на АГРС-Талдыкорган с установкой продувочных свечей:

Площадь земельного участка – 0,072 га.
Площадь застройки – 17,2 м^2.
Площадь покрытия – 54,8 м^2.

Площадка АГРС-«Талдыкорган» размером в плане 102,0х60,0 м с коммерческим узлом учета газа:

Площадь земельного участка – 0,612 га.
Площадь застройки – 1552 м^2.
Площадь покрытия – 3848 м^2.

Антенные опоры УКВ радиосвязи высотой 40÷60 м (КУ-1, КУ-3, КУ-4, КУ-6, КУ-7, КУ-8, КУ-9, КУ-11) на 1 площадку:

Площадь земельного участка – 0,027 га.
Площадь застройки – 36 м^2.
Площадь покрытия – 234 м^2.
Общая площадь земельных участков всех площадок – 2,6912 га

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

6.2.2 Технологические решения

В проекте предусмотрено строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» от существующего кранового узла между узлом замера и редуцирования газа перемычки между МГ «Казахстан-Китай» (945,97 км) и МГ «БГР-ТБА» (1275-1276 км) до линейного кранового узел за отводом на АГРС-«Талдыкорган».

В составе проектируемых сооружений предусматривается:

Технологический узел учета газа

После существующего кранового узла на площадке узла замера и редуцирования газа предусмотрен технологический узел учета газа, поступающего с МГ «Казахстан-Китай» и МГ «БГР-ТБА» комплектной заводской поставки включающей одну измерительную линию с расходомером ультразвуковым ПИР RG с накладными датчиками RGRH, датчиком давления Метран ТА150 с клапанным блоком, датчикои температуры ТСПУ Метран-276 с защитной гильзой, корректором расхода газа. Резервирование производится вторым накладным ультразвуковым расходомером на одной линии.

Вычисление объемного расхода в рабочих условиях производится вычислителем ПИР RG704. К нему подключаются кабели от датчиков расхода. Через импульсный выход ПИР RG704 подключается к корректору расхода газа. Корректор расхода производит вычисление расхода газа в нормальных условиях на основании данных о расходе в рабочих условиях, получаемых от расходомера ультразвукового ПИР RG с накладными датчиками давления и температуре от датчиков Метран и на основании компонентного состава газа вводимого в корректор с заданной периодичностью. Значение расхода газа корректор по протоколу Modbus RTU передает в систему верхнего уровня УМГ «Южный» АО «Интергаз Центральная Азия».

Узел запуска очистного устройства

Узел запуска очистных устройств газопровода обеспечивает выполнение следующих операций для поддержания проектного гидравлического состояния газопровода пропуском специальных очистных устройств:

запуск очистных устройств;

пропуск средств внутритрубной диагностики.

Очистка полости газопровода предусматривается очистными скребками диаметром 500 мм.

Узел запуска очистных устройств включает:

камеру запуска очистных устройств;

трубопроводы, арматуру и продувочные свечи;

механизмы для запасовки очистных устройств;

сигнализатор прохождения очистных устройств;

Для контроля положения очистных устройств, предусматривается установка сигнализаторов (датчиков) на расстоянии 1000 м до узла приема очистных устройств и после узла запуска очистных устройств.

Сигналы от датчиков выводятся на щит управления узлом очистки, а также на диспетчерский пункт АГРС «Талдыкорган».

Управление запорной арматурой узла запуска очистных устройств, предусматривается дистанционным.

Узлы запуска поставляется комплектно-блочными, полной заводской готовности включая:

камеру запуска с комплектом запасных и монтажных частей;

устройство запасовки;

комплект площадок обслуживания;

кран консольный.

Линейная часть

Распределительный газопровод высокого давления PN 9.81 МПа запроектирован из стальных труб DN 530 мм класса прочности К-52, К-60 с трехслойным заводским антикоррозионным покрытием толщиной 3,0 мм:

категория I - 530х11 мм (К-60, электродуговая сварка).

категория II - 530х10 мм (К-60, электродуговая сварка).

категория III - 530х10 мм (К-52, сварка ТВЧ, спиралешовная).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Надземные участки выполняются из стальных труб без заводского антикоррозионного покрытия

Соединительные детали штампосварные с заводской антикоррозийной полимерной изоляцией из стали класса прочности К-60.

Изоляция зон сварных стыков выполняется термоусаживающимися манжетами (типа «Терма» ТУ 2245-031-82119587-2009, «Тиал» ТУ 2293-005-58210788-2005).

Для изоляции мелких соединительных деталей (Ду50÷Ду500) принята антикоррозионная система на основе двухслойного изоляционного материала, состоящего из термосветостабилизированной радиационно-модифицированной полиолефиновой ленты-основы с нанесенным на нее термоплавким адгезионным слоем, например - «Полилен-МВ» ТУ 51-00158623-34-95, Ленты «ТЕРМА-СТ» и «ТЕРМА-ЛКА» ТУ 2245-024-82119587-2007 и др.

Для обеспечения надежности газоснабжения, а так же для возможности заполнения проектируемого газопровода в пуско-наладочный период из системы газопроводов «БГР-ТБА» между проектируемым и существующим газопроводами предусмотрена подача газа через существующую перемычку между МГ «БГР-ТБА» и МГ «Казахстан-Китай».

Прокладка газопровода на всем протяжении трасс газопровода предусмотрена подземной. Глубина заложения газопровода 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 остальных участках.

Переходы через р. Или, р. Коксу, р. Биже предусмотрены двухниточными, выполняемые методом наклонно-направленного бурения (ННБ). Остальные переходы через водные объекты - однониточные выполняемые методом ННБ или открытой траншеи.

Для обеспечения устойчивости положения газопровод балластируется чугунными кольцевыми или железобетонными пригрузами.

Защита изоляционного покрытия от механических повреждений на участках протаскивания предусматривается скальным листом в соответствии с ТУ 8397-019-01297858-ОП1-99.

Балластировка газопровода на переходах через малые водные преграды (при укладке газопровода с бермы траншеи) осуществляется утяжелителями охватывающего типа УБО по ТУ 102-300-81 с применением защитных ковриков из НСМ.

Переход через МГ «Казахстан-Китай» предусматривается согласно ТУ ТОО «Азиатский газопровод» № AGPMT/TO/LE/J-41 от 28 февраля 2012 года. Пересечение выполняется методом наклонно-направленного бурения. Газопровод на пересечении прокладывается в защитном кожухе под действующими нитками МГ «Казахстан-Китай».

Укладка газопровода на переходах через железные и автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов предусматривается в защитных футлярах из стальных труб 720х11 мм для газопровода DN 530 мм.

На одном из концов защитного кожуха устанавливается вытяжная свеча высотой не менее 5,0 м от уровня земли. Для устройства вытяжной свечи используются стальные трубы 159х9 мм.

Вытяжная свеча и защитный кожух соединяются между собой отводной трубой диаметром, равным диаметру свечи.

На рабочей трубе в пределах защитного кожуха устанавливаются опорно-направляющие кольца по ТУ 1469-001-53597015-01.

Герметизация межтрубного пространства между защитным кожухом и газопроводом производится установкой резиновых манжет по ТУ 2531-002-53597015-01.

Линейная запорная арматура

Линейная запорная арматура установлена на расстоянии, не превышающем 30 км для секционирования газопровода.

МЕМСАРАПТАМА • ГОССЭКСПЕРТИЗА

Линейные крановые узлы приняты подземной установки с двухсторонней продувкой без автомата аварийного закрытия крана с колонкой отбора газа, со сбросной свечой для сброса газа при ремонтных работах и обводной линией.

В качестве запорной арматуры приняты краны шаровые с ручным управлением и пневмогидроприводом под приварку по ТУ 26-07-1450-96 на давление 12,5 МПа с заводской антикоррозионной изоляцией.

Узел приема очистных и диагностических устройств

Узел приема очистных устройств включает:

камеру приема очистных устройств;

трубопроводы, арматуру и продувочные свечи;

механизмы для извлечения, перемещения очистных устройств;

сигнализаторы прохождения очистных устройств;

щит управления узлом очистки;

стабилизирующее устройство для защиты от возможных продольных перемещений газопровода от действия перепада температур и внутреннего давления;

узел сбора продуктов очистки;

электроснабжение;

молниезащиту;

охранную сигнализацию.

Для сбора, временного хранения и вывоза продуктов очистки на газопроводе предусматривается коллектор-сборник, сооружаемый из газопроводных труб, соответствующих участкам категории I

На узле приема очистных устройств газопровода предусматривается узел сбора продуктов очистки полости газопровода. Объем коллектора-сборника в составе узла очистки полости газопровода принят до 50 $м^3$.

Коллектор-сборник газопровода размещается на расстоянии не менее 15 м от газопровода с устройством ограждения. Свеча для сброса газа из коллектора-сборника размещается на расстоянии не менее 60 м от коллектора-сборника.

Узел запуска и узел приема поставляются комплектно-блочными полной заводской готовности УКГЗ-500-10,0-Б-Л (Пр) и УКГП-500-10,0-Б-Л(Пр) ТУ 3689-038-03481263-03

Защита трубопровода от коррозии

Предусматривается пассивная защита трубопроводов от почвенной коррозии – усиленная полиэтиленовая изоляция, наносимая в заводских условиях. На всех участках газопровода – толщиной 3,0 мм.

Поставка кранов предполагается с заводской изоляцией и изоляционной прокладкой между фундаментом и краном.

Надземные части трубопроводов (стояки отбора газа на крановых узлах) защищаются от коррозии лакокрасочными материалами.

Для защиты изоляции трубопровода от механических повреждений на участках прохождения трассы в грунтах с включением гравия и содержанием твердых частиц более 10 %, предусматривается подсыпка 0,2 м по дну траншеи и присыпка 0,2 м над верхом трубы мягким грунтом.

Защита проектируемого газопровода от почвенной коррозии предусматривается комплексная:

пассивная - с помощью изоляционного покрытия трубы;

активная - с применением средств электрохимзащиты.

Основным видом защиты является изоляционное покрытие трубы газопровода.

Активная защита газопровода предусматривается наложенным током катодной поляризации, в дополнение к пассивной защите изоляционным покрытием, независимо от коррозионной агрессивности грунта по всей трассе магистрального газопровода.

Применены автоматические выпрямители внутренней установки с токовыми телеметрическими выходами для магистральных трубопроводов типа ПТМ-3/220-У1 мощностью 3,0 кВт АО «КТЗ» с токовыми телеметрическими выходами и глубинных анодных заземлителей из малорастворимых электродов марки АЗМР СТ ИП 210911210788-01-2009 с засыпкой прианодного пространства коксово-минеральным

МЕМОРАНДАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

активатором. Для передачи сигналов через телемеханику в комплекте предусмотрен адаптер типа АС-1-У2.

Контроль за работой средств электрохимической защиты осуществляется с помощью проектируемой системы телемеханики.

Проектируемая система катодной защиты предусматривает установку выпрямителей, размещаемых на площадках линейной запорной арматуры в блок-боксах для установки оборудования КИП и связи. Питание средств активной защиты предусматривается от ТП 10/0,4 кВ, устанавливаемых на площадках крановых узлов. В случаях необходимости размещения СКЗ вне площадок, будет применена схема питания непосредственно от ВЛ 10 кВ, проектируемой вдоль трубопровода.

Анодное заземление для каждой станции катодной защиты предусмотрено комплектными электродами АЗМР, собранными в гирлянду из 3-4 штук.

Предусмотрено расположить анодные заземлители в 250 метрах от газопровода. Номинальный расход материала заземлителя составляет 0,2-0,3 кг/А.год.

Срок службы анодного заземления рассчитан на весь эксплуатационный период газопровода.

Контроль за работой анодных заземлителей и подключение к установкам катодной защиты выполняется через контактные устройства в контрольно-измерительных пунктах. Контрольно-измерительные пункты на газопроводе установлены через 1 км, совмещены с опознавательными знаками трассы газопровода.

Мощность СКЗ выбрана с запасом 10%, обеспечивающим увеличение требуемого тока защиты и выходного напряжения, вследствие старения изоляции и растворения анодных заземлителей.

На период строительства магистрального газопровода для временной его защиты предусматривается установка протекторов с активаторами марки ПМ-10У через каждые 5 км.

Автоматизированная газораспределительная станция АГРС-«Талдыкорган»

АГРС-«Талдыкорган» производительностью 100000 нм^3/час – блочно-комплектное изделие заводской готовности расположена в отапливаемых блок-контейнерах. Принята АГРС-Газпроммаш-100 по ТУ 3696-037-36214188-2008 Завод «Газпроммаш» и АГРС «Голубое пламя» ООО «Завод «Нефтегазоборудование» по ТУ 3689-002-55402257-2009 из блоков полной заводской готовности в том числе: узел переключения; блок (узел) автоматической одоризации газа, блок (установка) подготовки топливного, пускового и импульсного газа (УПТПГ), блок (узел) очистки газа на базе фильтров-сепараторов типа ФС, пылеуловителей циклонного типа ПЦТ, блок (узел) редуцирования газа, блок (узел) учета расхода газа, блок (узел) подогрева газа (БПГ) и блок КИПиА (Операторная) с САУ ТП ГРС или другое аналогичное оборудование, разрешенное к применению на территории РК.

Основные технические параметры АГРС:

давление газа на входе АГРС (Рвх.)	- 2,0-9,81 МПа;
количество выходов на потребителя	- один;
давление газа на выходе АГРС	- 1,2 МПа,
пропускная способность	- 100 000 нм^3/час;
диаметр входного газопровода	- 325 мм;
диаметр выходного газопровода	- 426 мм;
точность поддержания давления газа на выходе АГРС	± 0,5 %;
температура газа на входе АГРС	- 0 – плюс 10° С;
резервирование по пропускной способности системы редуцирования	- 100% резерв;
одоризация	- автоматическая, пропорциональная расходу газа;
аварийная сигнализация	- дистанционная передача общего аварийного сигнала;
электропитание	- 380/220 В.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В составе оборудования АГРС предусматривается:

1) Узел переключения, размещаемый в блок-боксе с габаритными размерами 6х3х3 м, вход газа в АГРС DN 325х12 мм предусматривается через диэлектрическую изолирующую вставку к входному шаровому крану, устанавливаемому на входном коллекторе. В составе узла предусматриваются:

краны с дистанционно управляемым приводом на газопроводах входа и выхода;

предохранительные клапаны (не менее двух) для сброса газа;

обводная линия, соединяющая газопроводы входа и выхода ГРС, обеспечивающая кратковременную подачу газа потребителю;

блок автоматической одоризации газа (БАОГ), устанавливаемый на выходе станции после обводной линии, предназначенный для дозированной подачи и учета количества подаваемого одоранта в поток природного газа перед подачей его потребителю в автоматическом, полуавтоматическом и ручном режиме;

БАОГ состоит из следующих основных элементов: Расходная емкость; Узел замера уровня и регулирования подачи одоранта в составе: датчик уровня, электромагнитный клапан дозирующий, электромагнитный клапан заправочный; Указатель уровня с мерной линейкой; Сигнализатор уровня; Эжектор газовый; Манометры; Редуктор газовый; Арматура обвязки узла дозирования одоранта; Блок управления. Управление осуществляется Блоком управления, который устанавливается в операторной АГРС;

свечи с дистанционно управляемым краном для аварийного сброса газа из технологических трубопроводов, расположенных после входного крана перед узлом очистки газа.

2) Узел очистки, выполненный на раме с площадками обслуживания. Изготавливается на базе фильтров-сепараторов ФС300. Газ поступает из газопровода на вход узла очистки, состоящего из двух вертикальных фильтров-сепараторов (рабочего и резервного). Отделение жидкости осуществляется за счет закручивания потока газа и резкого изменения направления его движения, а также отсечки жидкости мелкой латунной сеткой. В верхней части фильтра-сепаратора размещается фильтрующая кассета, состоящая из сменных фильтрующих элементов. Замена и промывка отработанных элементов осуществляется через специальную съемную верхнюю крышку фильтра-сепаратора. Степень загрязнения сетки определяется по перепаду давлений на выходе/входе. Жидкость накапливается в нижней части фильтра-сепаратора и автоматически, по мере накопления, самотеком сливается в промежуточную емкость конденсата, расположенную на несущей раме узла блока очистки газа. Через уравнительную линию газ, вытесняемый из промежуточной емкости стекающим конденсатом, выходит в газопровод высокого давления. Максимальный уровень конденсата в промежуточной емкости определяется датчиком верхнего уровня, который подает сигнал для открытия/закрытия пневмокрана, осуществляя сброс конденсата в емкость сбора.

Для эффективного слива конденсата из промежуточной емкости в емкость сбора конденсата необходим перепад давлений в этих емкостях. По достижению верхнего уровня в емкости сбора конденсата срабатывает датчик верхнего уровня и подается сигнал на блок управления. Для перехода с рабочего на резервный фильтр, в случае проведения ремонтных и профилактических работ, не прерывая процесс, открываются краны на условно нерабочем фильтре и перекрываются краны для отключения условно работающего фильтра.

3) Подогрев газа выполняется на базе узла подогрева газа и блока подготовки теплоносителя до заданной температуры для исключения гидратообразования при дросселировании и поддержания температуры газа на выходе из ГРС на заданном значении, а также для обеспечения теплоносителем систем отопления технологических блоков:

котельная на базе 2-х котлов;

2 блока теплообменных аппаратов на базе кожухо-трубчатых теплообменников. Нагрев газа осуществляется посредством промежуточного теплоносителя, нагреваемого в водогрейном котле. Теплоноситель в зависимости от тепловой мощности узла нагревается до 110° С и подается на кожухо-трубчатый теплообменник, где

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

осуществляется передача тепла нагреваемому газу, затем охлажденный теплоноситель из обратного теплопровода подается на вход водогрейного котла. Для системы отопления блок-боксов отбор теплоносителя осуществляется из обратного теплопровода.

принудительная циркуляция теплоносителя 2 насосами с блоком управления, работающими в режимах день/ночь либо по таймеру (задается оператором), 100 % резерв с автоматическим переходом на резервную линию при аварийном останове рабочей;

емкость для слива теплоносителя;

узел редуцирования газа на собственные нужды.

4) Узел редуцирования в отапливаемом блок-контейнере размером 9х4,8х2,9:

2 линии редуцирования (100 % резерв) на базе регуляторов RMG;

1 линия редуцирования малого расхода на базе регулятора RMG.

Линии редуцирования приняты по следующей схеме (по ходу газа): кран с дистанционно управляемым приводом, предохранительный клапан, регулятор давления газа, кран ручной.

5) Коммерческий узел учета расхода газа предусматривается комплектной поставки полного заводского изготовления в соответствии с ГОСТ 8.586.1-5 и требованиями Закона Республики Казахстан «Об обеспечении единства измерений», средства измерения (вычисления) расхода газа должны быть зарегистрированы в реестре государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан.

Коммерческий узел учета расхода газа состоит из 2-х измерительных линий размещаемый в укрытии, измерительный комплекс размещается в термошкафу, на каждой нитке устанавливается БСУ:

DN 400 мм – основная измерительная линия;

DN 150 мм – линия измерения малых расходов.

На измерительных линиях предусматриваются отключающие краны с возможностью сброса давления между ними на свечу с местным управлением.

Узел учета обеспечивает измерение расхода газа, приведенного к стандартным условиям, обработку, хранение и предоставление информации оператором.

В качестве контроллера расхода принят вычислитель расхода FloBoss 107 (базовый модуль 4 слота в стальном корпусе с сенсорным ЖКИ FSFB-107E/107AB).

Контроллер расхода позволяет вычислять, обрабатывать, архивировать и осуществлять обмен данными по расходам газа с оператором УМГ «Южный» магистральных газопроводов и диспетчерской службой газораспределительной компании, что позволяет контролировать поставку газа раздельно по выходам проектируемого газопровода.

Число рабочих измерительных трубопроводов принято исходя из необходимого максимального объемного расхода измеряемого газового потока.

Приборы измерения давления и перепада давления подключаются к сужающим устройствам через вентили равнопроходного сечения, позволяющие подключать их к средствам измерения.

Узлы учета обеспечивают суммарную точность по объемному расходу газа – 0,5% в динамическом диапазоне 1:10.

6) Операторная в отапливаемом блок-контейнере:

отсек управления со шкафом контроля и управления технологическими процессами АГРС;

система бесперебойного питания САУ АГРС и насосов котельной рассчитана на 4 часа работ + бензогенератор для зарядки аккумуляторов и работы станции;

отсек котельной для обогрева блок-бокса АГРС (навесной котел);

комната отдыха;

отсек приема пищи

Все блок-контейнеры оборудуются принудительной аварийной системой вентиляции.

Для АГРС предусматриваются следующие системы:

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Автоматического управления, связи и телемеханики, обеспечивающие информационный обмен и взаимодействие работы АГРС с диспетчерским пунктом ЛПУМГ с использованием цифровой радиорелейной связи и резервной спутниковой связи и протоколов обмена (Ethernet, TCP/IP) через стандартные интерфейсы и протоколы (RS232/485, Modbus, Profibus и т.д.) для контроля, управления, регулирования основных параметров газа (давления, температуры, расхода) и местную телефонную связь с потребителем – газотранспортной организацией местных газораспределительных сетей;

Электроснабжения, включая источники электроснабжения, электрооборудование и аппаратуру распределения электроэнергии. Питание АГРС электроэнергией 380/220В обеспечивается по II категории надежности (ввод от собственной подстанции 6-10/0,4 кВ), для электроприемников I категории – САУ ГРС, устройств контроля загазованности и устройства коммерческого учета газа, которые относятся к I категории надежности электроснабжения дополнительно предусматривается электроснабжение от агрегатов бесперебойного питания (АБП) с аккумуляторной батареей, обеспечивающей ее непрерывную работу в течение 24 часов. Установки катодной защиты обеспечиваются электроэнергией по III категории надежности. Наружное освещение – прожекторное, для аварийного освещения предусматривается использование переносных фонарей во взрывозащищенном исполнении.

Защиты от коррозии, предусматривающие комплексную защиту от коррозии защитными покрытиями, протекторами и контрольно-измерительные пункты. На входе и выходе ГРС устанавливаются изолирующие вставки для электрического разделения участков трубопровода;

Отопления и вентиляции, при проектировании вентиляции в зависимости от среды помещений и выделений предусматриваются системы приточно-вытяжной вентиляции с принудительным или естественным побуждением. Температура воздуха внутри помещения поддерживается в соответствии с требованиями заводов-изготовителей оборудования, систем, устройств и контрольно-измерительных приборов. Трехкратный воздухообмен обеспечивается в помещении редуцирования и установки приборов, стравливающих газ. В помещении регуляторов и расходомеров предусматривается также аварийная вентиляция с искусственным побуждением на восьмикратный воздухообмен, включаемая при срабатывании датчика контроля загазованности вручную.

Контроля загазованности, помещение регуляторов оборудуется автоматически действующими датчиками контроля уровня загазованности (сигнализаторами довзрывных концентраций) и/или газоанализаторами.

Молниезащиты, защита от опасных воздействий молнии здания АГРС и наружных установок выполнена согласно требованиям СН РК 2.04-29-2005, защита от статического электричества по ГОСТ 12.4.124 отдельно стоящими молниеотводами совмещенными с прожекторными мачтами;

Заземления, с целью защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции, защиты от статического электричества и опасных воздействий молнии, предусматривается комплексное заземляющее - зануляющее устройство (КЗУ), состоящее из магистралей заземления, защитных проводников, заземлителей и связанное с нулевыми точками питающих трансформаторов;

Охранной и пожарной сигнализации, Системы пожарной и охранной сигнализации АГРС входят в комплекс систем охранной и пожарной безопасности объектов газопровода. Комплекс подсистем дает возможность быстрого обнаружения пожара, извещения о нём обслуживающего персонала и включения установки пожаротушения.

Водоснабжения и канализации, Водоснабжение АГРС на хозпитьевые и противопожарные нужды обеспечивается привозной водой. Для отведения сточных вод на АГРС проектируется бытовая система канализации.

Инженерные коммуникации и кабельные разводки в основном проектируются и укладываются подземно. При проектировании организации рельефа принимается

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

система сплошной планировки с выполнением планировочных работ по всей территории.

Газ, подаваемый на АГРС «Талдыкорган» из МГ «БГР-ТБА» и МГ «Казахстан-Китай» должен соответствовать требованиям СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам». Соответствие состава газа, подаваемого с МГ «Казахстан-Китай» и МГ «БГР-ТБА» через перемычку определяется хромотографическим комплексом.

На территории АГРС предусматривается хранение материалов и оборудования, предназначенного для обслуживания АГРС на открытой складской площадке и закрытый тарный склад для хранения фасонины, инструментов и инвентаря.

Технические показатели:

Общая протяженность газопровода	- 264,855 км.
Диаметр газопровода	- 530х10÷12 мм.
Давление газа:	
от МГ «БГР-ТБА»	- PN 5,4 МПа, $P_{раб}$= 2,5÷5,4 МПа;
от МГ «Казахстан-Китай»	- PN 9,81 МПа, $P_{раб}$ не менее 8,0 МПа.
Пропускная способность	- 200000 нм^3/час,

6.2.3 Автоматизированная система управления технологическим процессом

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) транспортировки газа по МГ «Алматы-Талдыкорган» предназначена для оперативного контроля и технологического учета газа, дистанционного управления переключением кранов и другого оборудования на технологических узлах. Контроль и управление технологическим процессом производится с операторного помещения автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора, размещаемого на существующей площадке узла замера и редуцирования газа существующей перемычки между МГ «Казахстан-Китай» и МГ «БГР-ТБА» (в точке присоединения).

В качестве объекта автоматизации в данном проекте рассмотрен магистральный газопровод, который охватывает следующие установки и оборудование – 15 линейных контролируемых пунктов:

технологический узел учета газа;

крановые площадки;

узлы запуска и приема очистного устройства;

станции катодной защиты;

АГРС «Талдыкорган».

Система автоматизации обеспечивает эксплуатацию проектируемого объекта на заданных режимах, автоматическую защиту и блокировку технологического оборудования от повреждений при возникновении аварийных ситуаций, дистанционный контроль и управление технологическим процессом транспорта газа. Система выполняет следующие функции:

циклический сбор данных вдоль трассы магистрального газопровода;

телеуправление технологическими объектами линейной части газопровода с уровня ДС ЛПУ УМГ «Южный» и операторной АГРС;

контроль и регистрация предупредительной и аварийной телесигнализации технологических объектов линейной части газопровода, в том числе выход технологических параметров за пределы уставок;

задание уставок телеизмерений с уровня ДС ЛПУ УМГ «Южный» с возможностью передачи данной функции пункту управления в операторной АГРС-«Талдыкорган» (в перспективе);

отображение, автоматическая регистрация и архивирование в базах данных текущей информации, аварийных сообщений, действий диспетчерского персонала, результатов регламентных процедур;

телесигнализация несанкционированного доступа внутрь блок-боксов линейных контролируемых пунктов (далее ЛКП);

пожарная сигнализация в блок-боксах ЛКП;

информационный обмен и взаимодействие ДС ЛПУ УМГ «Южный» и операторной АГРС между собой и линейными контролируемыми пунктами и АГРС с использованием

волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) и резервной спутниковой связи по протоколам обмена (Ethernet, TCP/IP) через стандартные интерфейсы и протоколы (RS232/485, Modbus, Profibus и т.д.).

На полевом уровне предусматривается контроль следующих параметров, передающих информацию в систему управления: давления газа в газопроводе, температура наружной поверхности газопровода и температура грунта, уровня в конденсатосборнике посредством волноводного радарного датчика уровня, сигнализация прохождения очистного устройства, сигнализации пожара в блок-боксе, затопления блок-бокса, несанкционированного проникновения в блок-бокс.

Информация о состоянии параметров технологических процессов с датчиков полевого уровня в виде аналоговых сигналов 4-20 мА, передается на средний уровень управления в программируемый контроллер Simatic S7-300, где осуществляется отработка заданных уставок параметров технологических процессов, реализация управляющих воздействий на объект управления, а также формирование информации для передачи на верхний уровень управления - диспетчеру.

Нижний уровень СЛТМ реализуется на базе системы телеметрии Sinaut производства компании Siemens.

Основой линейных контролируемых пунктов крановых узлов линейной части является контроллер Simatic S7-300.

Электронные и электрические приборы, предназначенные для размещения в опасных зонах, имеют степень защиты соответствующую этой зоне. Основным подходом к обеспечению безопасности является искробезопасное исполнение приборов.

Все КИП защищены от электромагнитных, высокочастотных помех и оборудуются системой защиты от статического электричества.

Линии к приборам КИПиА выполнены кабелями, проложенными в коробах, траншее, открыто в трубе, по технологическому оборудованию.

Прокладка искробезопасных, незащищенных и силовых кабелей предусмотрена отдельно друг от друга и от электрических силовых кабелей (всех уровней напряжения) с соблюдением нормируемых расстояний по ПУЭ РК.

Монтаж кабелей телемеханики выполняется:

между контроллером и приемно-передающим оборудованием ЗССС А экранированной витой парой;

между приемо-передающим оборудованием и антенно-фидерными устройствами коаксиальным радиочастотным кабелем.

Внешние проводки выполнены контрольными кабелями с медными жилами различной емкости.

6.2.4 Строительные решения

Здания и сооружения приняты блочно-модульные полной заводской готовности, установленные на фундаменты.

Фундаменты под блочно-модульные здания и сооружения выполнены в виде лент из сборных бетонных фундаментных блоков на сульфатостойком цементе и виде площадок из сборных железобетонных плит толщиной 170 мм принятых по ГОСТ 21924.0-84, уложенных по слою щебня, пролитого битумом до полного насыщения толщиной 200 мм.

Верх фундаментных блоков расположен на отметке 1,00 м.

Под фундаментные блоки и железобетонные плиты выполнена подготовка из щебня, пролитого битумом до полного насыщения толщиной – 100 мм.

По периметру площадки плиты залиты монолитным бетоном класса В 15.

Вход в блочно-модульные здания и сооружения, расположенные на отметке 1,00 м, выполнен по стальной лестнице. Конструкции стальной лестницы приняты по серии 1.450.3-6.

Над узлом учета газа выполнен стальной навес.

Навес прямоугольной формы в плане с габаритными размерами в осях 6,0х3,0 м, высотой 3,0 м до низа несущих конструкций покрытия.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Конструктивная схема навеса – каркасная, представляет собой стальной рамный каркас со всеми жесткими узлами соединений балок с колоннами и с вертикальными связями между колоннами.

Фундаменты под стойки навеса отдельностоящие, столбчатые, монолитные железобетонные, выполнены из бетона класса В15 на сульфатостойком цементе. Подошва фундаментов армирована сварной сеткой из арматурных стержней класса А-III по ГОСТ 5781-82*, подколонник - пространственным каркасом из арматурных стержней класса А-III по ГОСТ 5781-82*.

Каркас навеса:

колонны и балки – прокатные двутавры по ГОСТ 26020-83;

связи – прокатные спаренные уголки по ГОСТ 8509-93

Покрытие – стальные прогоны по фермам. Фермы треугольного очертания с треугольной решеткой из прокатных спаренных уголков по ГОСТ 8509-93, пролетом – 6,0 м, шагом 3,0 м. Прогоны – из прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97, шаг прогонов – 1,0 м.

Кровля профилированный лист по стальным прогонам.

Крепление профнастила к прогонам выполняется самонарезающими болтами (в каждой волне на крайних опорах и через волну на промежуточных опорах), а соединение профнастила между собой выполняется комбинированными заклепками, шаг которых не превышает 250 мм.

Сечения элементов подобраны в соответствии с расчетами.

Марки сталей элементов конструкций приняты в зависимости от вида конструкций с учетом расчетной наружной температуры, в соответствии с требованиями СНиП РК 5.04-23-2002.

Все заводские соединения сварные, монтажные соединения - на болтах и монтажной сварке. Сварные швы назначены в соответствии с требованиями пп. 12.6-12.13 СНиП РК 5.04-23-2002. Для монтажных болтовых соединений каркаса предусматриваются болты класса точности В (нормальной точности).

Фундаменты под крановые узлы – сборные железобетонные индивидуального изготовления, выполнены из бетона класса В15 на сульфатостойком цементе. Фундаменты армированы понизу арматурной сеткой из арматурных стержней класса А-III по ГОСТ 5781-82*. Под фундаментами выполнена подготовка из щебня, пролитого битумом до полного насыщения толщиной – 100 мм.

Фундаменты узла запуска очистного устройства и узла приемо-очистного устройства – монолитные железобетонные, отдельностоящие выполнены из бетона класса В15 на сульфатостойком цементе. Фундаменты армируются арматурными сетками из арматурных стержней класса А-III по ГОСТ 5781-82*. В фундаментах выполнены колодцы для установки анкерных болтов, для крепления оборудования. Под фундаментами выполнена подготовка из щебня, пролитого битумом до полного насыщения толщиной – 100 мм.

Фундамент под конденсатосборник выполнен в виде площадки из сборных железобетонных плит толщиной 140 мм принятых по ГОСТ 21924.0-84, уложенных по слою щебня, пролитого битумом до полного насыщения толщиной 200 мм. По периметру площадки плиты залиты монолитным бетоном класса В 15.

Под емкости: для хранения одоранта, для слива конденсата, для слива теплоносителя выполняются фундаменты из сборных бетонных фундаментных блоков по щебеночной подготовке толщиной 100 мм, пролитой битумом до полного насыщения. Фундаментные блоки выполняются из бетона на сульфатостойком цементе.

Опоры под оборудование – стальные, выполнены из стальных бесшовных горячекатаных труб по ГОСТ 10704-91. Опоры крепятся к закладным деталям монолитных бетонных фундаментов или заделываются в монолитные бетонные фундаменты. Фундаменты выполнены из бетона класса В15 на сульфатостойком цементе.

Защита строительных конструкций

Защита строительных конструкций от коррозии производится в соответствии с требованиями СНиП РК 2.01.19-2004.

МЕМБАРАЙТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом за два раза.

Все бетонные и железобетонные конструкции, соприкасающиеся с грунтом, выполняются на сульфатостойком цементе.

Антикоррозийная защита арматуры в монолитных конструкциях обеспечивается соблюдением требуемой проектом толщины защитного слоя бетона.

Степень очистки поверхности стальных конструкций от окислов, по ГОСТ 9.402-80* – третья.

Антикоррозийная защита стальных конструкций выполняется грунтовкой ГФ-020, с покрытием в два слоя эмалью ПФ115.

Все металлические изделия, закладные детали и сварные соединения защищены антикоррозионным покрытием в, соответствии со СНиП 2.03.11-85.

6.2.5 Инженерное обеспечение, сети и системы

6.2.5.1 Водоснабжение и канализация

Подпитка отопительной системы предусматривается привозной водой.

Питьевая вода для операторов предусматривается бутилированная из расчета 5 л/сут на 1 человека.

На площадке АГРС предусматривается установка био-туалета на 1 очко.

6.2.5.2 Газоснабжение

Газ на собственные нужды отбирается с линий на выходе АГРС и после редуцирования в ГРПШ шкафного типа подается на горелки котельной.

Импульсный газ, подаваемый на краны с пневмоприводом блока переключения и технологического блока, отбирается с входной линии.

6.2.5.3 Электротехническая часть

В соответствии с техническими условиями, выданными АО «АЖК» от 25 августа 2010 года № 25.1-3369, АО «ТАТЭК» от 27 августа 2010 года № № 20-106, 20-107, 20-108 и от 5 декабря 2011 года № 20-1598, электроснабжение осуществляется от ближайших опор существующих ВЛ 10 кВ.

Для решения вопроса электроснабжения линейных сооружений магистрального газопровода МГ, а так же АГРС, КУУГ предусматривается строительство вдоль МГ воздушной линии ВЛ 10 кВ с установкой комплектных трансформаторных подстанций КТПН 10/0,4 кВ и МТПО 10/0,23 кВ.

КТПН-10/0,4 кВ с трансформатором 25 кВА устанавливаются у КУУГ с операторной, КЗОУ и АГРС.

МТПО-10/0,23 кВ с трансформаторами 4 и 6 кВА устанавливаются на крановых узлах и на газоанализаторах.

Район по гололеду - III, по ветру - III согласно ПУЭ РК.

Пролеты между промежуточными опорами приняты 60 м. Анкерные пролеты не превышает 1500 м.

ВЛ 10 кВ выполняется голым проводом марки АС-50 на железобетонных стойках СВ-105. На переходе через ж/д принят провод АС-70 на стойках СВ-16,4.

Изоляторы приняты штыревые ШФ-20Ги подвесные ПФ-70В.

Для потребителей II категории КУУГ и АГРС в качестве второго источника приняты ДЭС мощностью 12 кВт. В АГРС «Талдыкорган» ДЭС поставляется в комплекте с АГРС.

Для обеспечения работы системы автоматики при отключении напряжения устанавливаются аккумуляторы 24 В постоянного тока с автоматической подзарядкой.

Все металлические нетоковедущие части электроустановки заземляются с помощью

специально прокладываемой пятой жилы в трехфазной сети и третьей в однофазной.

В проекте соответствии с требованием СН РК 2.04-29-2005 «Инструкции по устройству молниезащиты здании и сооружений» технологическое оборудование линейных потребителей оборудуется молниезащитой II категории.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В качестве молниеотводов используются отдельностоящие молниеотводы и молниеотводы совмещенные с прожекторной мачтой (ПМЖ-16,4).

Отдельностоящие молниеотводы устанавливается на КЗОУ и УПОУ. Молниеотводы совмещенные с прожекторной мачтой ПМЖ-16,4 на крановых узлах (КУ) и на КУУГ, АГРС «Талдыкорган».

Электрическое освещение АГРС выполнено в соответствии с нормами СН РК 4.04-19-2003 «Инструкция по проектированию силового и осветительного оборудования промышленных предприятий».

Для АГРС предусмотрены следующие виды освещения:

рабочее освещение;

аварийное освещение;

ремонтное освещение переносными светильниками.

Для освещения приняты:

в блоке редуцирования, в блоке замера газа - взрывозащищенные светильники типа ВЗГ1х200;

в блоках КИПиА - светильники ЛПО 2х36.

Защита от электростатической индукции и заноса высоких потенциалов по подземным коммуникациям выполняется путем присоединения металлических конструкций и коммуникаций к контуру заземления.

Выбор типа и количества светильников произведён в соответствии с назначением помещений и характеристиками окружающей среды.

Напряжение сети освещения - 220 В, напряжение ламп -220 В, напряжение переносных светильников -12 В.

Групповые сети во взрывоопасных помещениях выполнены кабелем ВВГз, прокладываемым по строительным конструкциям.

Управление освещением - местное со щита и отдельными выключателями, а наружное освещение в операторной по команде с контроллера.

Технические показатели:

Категория электроснабжения	- II, III.
Установленная мощность электроприемников	- 82,0 кВт.
Расчетная мощность электроприемников	- 63,5 кВт.

6.2.5.4 Связь и сигнализация

Телемеханика

Проектом предусмотрены технические решения по контролю параметров оборудования МГ и управлению линейными и охранными кранами из пункта управления ПУ (ДС ЛПУ УМГ «Южный», АО «Интергаз Центральная Азия»).

На МГ расположены 16 линейных контролируемых пунктов (ЛКП) и АГРС «Талдыкорган».

На ЛКП № 1 расположен технологический узел учета газа, в качестве прибора учета применены ультразвуковые накладные расходомеры компании. Оборудования системы телемеханики на ЛКП № 2 - 16 размещены в блок-боксах.

Средства КИПиА и устройства телемеханики, установленные на ЛКП и ПУ обеспечивают;

телеизмерение давления и температуры газа в заданных точках;

телеизмерение потенциала и контроль параметров станций катодной защиты;

телеуправление линейными кранами ;

телесигнализацию положения управляемых кранов.

Система линейной телемеханики запроектирована как 2-х уровневая структура, имеющая 2 уровня управления.

Уровни оперативного диспетчерского управления линейными частями магистрального газопровода:

Верхний уровень – ПУ Операторной существующей перемычки «Узынагаш» и ДС ЛПУ УМГ «Южный» с возможностью передачи полномочия пункту управления в АГРС «Талдыкорган»;

Нижний уровень - ЛКП, САУ АГРС.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Нижний уровень предполагает два подуровня - полевой и уровень контроллерного оборудования.

На полевом уровне предусматривается контроль следующих параметров, передающих информацию в систему управления:

давления газа в газопроводе посредством датчиков;

температура наружной поверхности газопровода и температура грунта;

уровня в конденсатосборнике посредством волноводного радарного датчика уровня;

сигнализации прохождения очистного устройства;

сигнализации пожара в блок-боксе, затопления блок-бокса, несанкционированного проникновения в блок-бокс.

Уровень контроллерного оборудования/

Информация о состоянии параметров технологических процессов с датчиков полевого уровня в виде аналоговых сигналов 4-20 мА, передается в программируемый контроллер Simatic S7-300 или Stardom FCN-RTU, где осуществляется отработка заданных уставок параметров технологических процессов, реализация управляющих воздействий на объект управления, а также формирование информации для передачи на верхний уровень управления - диспетчеру.

Нижний уровень СЛТМ реализуется на базе системы телеметрии Sinaut ST7 производства компании Siemens.

Основой линейных контролируемых пунктов крановых узлов линейной части является контроллер Simatic S7-300 или Stardom FCN-RTU.

Верхний уровень

Структура и параметры пункта управления ДС ЛПУ УМГ «Южный» и операторной АГРС «Талдыкорган» унифицированы.

Комплекс обеспечивает выполнение функций пункта управления по сбору, обработке, хранению и отображению информации в реальном времени о состоянии линейных контролируемых пунктов СЛТМ и АГРС включая поддержку графических операторских рабочих мест (АРМ диспетчеров).

Комплекс состоит из:

унифицированного основного АРМ диспетчера в настольном исполнении (2 шт.);

основного сервера АСУТП с ЖКИ монитором (19") с блоком клавиатуры и мыши;

накопителя на компакт дисках.

В качестве серверов используются универсальные ЭВМ.

Волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС)

Основной целью организации ВОЛС является создание единой автоматизированной телекоммуникационной сети связи для технологического облуживания проектируемого газопровода.

Для организации магистральной связи предусматривается прокладка 16-ти волоконного оптического кабеля связи вдоль проектируемого газопровода на расстоянии 8 м от него с левой стороны по ходу движения газа. Кабель прокладывается в траншее на глубине 1,2 м в полиэтиленовой трубе. На надземных переходах кабель прокладывается в стальной трубе.

Производственно-технологическая УКВ радиосвязь

Проектом предусматривается организация линейно-диспетчерской УКВ (мобильной) радиосвязи в диапазоне 403-470 МГц, основанной на новейшем стандарте цифровой радиосвязи и передачи данных NXDN и цифровом оборудовании NEXEDGE.

Базовые станции устанавливаются на двенадцати площадках (узлах связи), что обеспечивает площадь радиопокрытия вдоль магистрального газопровода с минимальным радиусом 15-20 км для возимых радиостанций. Количество базовых радиостанций УКВ Kenwood NXR800, 25 Вт - 33 шт.

Для обслуживающего персонала предусматриваются носимые радиостанции УКВ Kenwood NX300IS с зарядным устройством.

Для осуществления оперативной связи при патрулировании трассы и в случае проведения аварийно-ремонтных работ будут использованы возимые радиостанции УКВ NX800 в количестве - 2 шт.

В качестве опор использованы башни (мачты) связи Н-20 м.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Для организации УКВ связи применяются ретрансляторы, работающие в диапазоне рабочих частот 403 - 470 МГц.

Спутниковая связь

Спутниковая связь рассматривается как резервный канал передачи данных. Передача данных с АРМ оператора в диспетчерский пункт (ДП) ЛПУ «Алматинское» осуществляется по спутниковому каналу связи. Передача данных для долговременного хранения со SCADA WinCC на WinCC CAS, расположенному в ДП ЛПУ «Алматинское», осуществляется по спутниковому каналу. Оборудование спутникового канала связи для передачи данных от АРМ оператора (SCADA WinCC) на диспетчерский пункт ЛПУ «Алматинское» используется существующее. Резервная технологическая связь организована на базе системы спутниковой связи Direct.

Пожарная сигнализация

Система пожарной сигнализации для ЛКП поставляется комплектно с блок-боксом и включает в себя тепловые и дымовые пожарные извещатели устанавливаемые в защищаемых помещениях в соответствии с требованиями СНиП РК 2.02-15-2003.

Ручные пожарные извещатели монтируются внутри или снаружи защищаемых помещений у выходов на путях возможной эвакуации при пожаре на стенах или строительных конструкциях на высоте не более 1,5 м.

Охранная сигнализация

В проекте техническими средствами охраны оборудуется периметры магистральных объектов:

площадки линейных крановых узлов КУ1, 3 – 13;

площадка линейных крановых узлов КУ2 совмещенная с ОК2;

площадки камер запуска очистного устройства КЗОУ;

площадка камеры приема очистного устройства КПОУ.

В качестве основного средства обнаружения применяется изделие «Годограф-Универсал». Изделие обеспечивает создание одного или двух участков рубежа охраны длиной до 250 м каждый.

Видеонаблюдение

В проекте техническими средствами видеонаблюдения оборудуется:

площадки линейных крановых узлов КУ1, 3 – 13;

площадка линейных крановых узлов КУ2 совмещенная с ОК2;

площадки камер запуска очистного устройства КЗОУ;

площадка камеры приема очистного устройства КПОУ;

АГРС «Талдыкорган».

На площадках и АГРС «Талдыкорган» устанавливаются камеры уличные поворотные день/ночь типа EPTZ830 и приемно-передающие устройства типа TC-FD1012TRS.

6.2.5.5 Теплоснабжение, отопление и вентиляция

Блок-боксы АГРС поставляются комплектно с системами отопления и вентиляции.

В блок-боксе технологической котельной установки, входящем в комплекс АГРС, размещаются:

щит автоматики и аварийно-предупредительной сигнализации;

электрощит;

отопительные агрегаты с обвязкой;

насосы;

оборудование блока подготовки теплоносителя.

Категория помещения по взрывопожарной безопасности – Г. Снаружи блок-бокса расположены продувочные свечи, трубопроводы подвода и отвода газа, дымоходы отопительных агрегатов.

Источником теплоснабжения является аппарат отопительный газовый, мощностью 25 кВт. Аппарат подобран с учётом тепловых нагрузок системы отопления.

Теплоноситель системы отопления - вода с параметрами 95-70° С, содержание кислорода 0,05-0,1 г/м^3.

Отопительные приборы - чугунные радиаторы.

МЕМОРАНДАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Система отопления двухтрубная с верхней разводкой, на циркуляции от сетевых насосов.

Вентиляция отсеков блок-боксов предусмотрена общеобменная приточно-вытяжная естественная, осуществляется приточными решетками, расположенными в нижней части дверей и вытяжными дефлекторами,

Система принудительной вентиляции выполнена на базе осевого вентилятора «ROSENBERG».

6.2.6 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций и по взрыво- и пожаробезопасности

В целях обеспечения взрывобезопасности и пожаробезопасности все объемно-планировочные и конструктивные решения по зданиям и сооружениям разработаны в соответствии с действующими нормативными документами в части пожарной безопасности и учитывают требования по:

огнестойкости зданий и сооружений;

разделению производств с различными категориями в отдельные блок-боксы;

выполнение безыскровых полов;

обеспечению легкосбрасываемыми ограждающими конструкциями;

обеспечению путями эвакуации и эвакуационными выходами;

огнезащите металлических и деревянных конструкций.

Технологическое оборудование и арматура установлены на открытой площадке. Шкафы оборудования системы линейной автоматизации, связи, пожарной и охранной сигнализации - в индивидуальных укрытиях.

Компоновка оборудования на площадке выполнена с учётом противопожарных разрывов, условий безопасности, удобства обслуживания и производства монтажных и ремонтных работ.

Категория производства по взрывопожарной и пожарной опасности согласно РНТП 01-94 МВД РК «Ан», класс взрывоопасной зоны установок по ПУЭ «В-1г», категория взрывоопасной смеси IIA, группа взрывоопасной смеси Т1.

Помещения категории «А» на АГРС имеют легкосбрасываемые конструкции в виде окон и участков кровли.

Количество выходов для безопасной эвакуации людей с площадок линейных сооружений, их расположение, а также строительные конструкции и отделочные материалы, предложенные в проекте, предусмотрены в соответствии с требованиями СНиП РК 2.02-05-2009* «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

Все площадки линейных сооружений оснащаются первичными средствами пожаротушения (ручные углекислотные огнетушители ОУ-2, ОУ-5 и порошковые огнетушители ОП-10, ОП-50М, ящики с песком и противопожарный инвентарь).

На основании нормативных документов по пожарной безопасности предусматривается установка:

приборов приемно-контрольных охранно-пожарных (ППКОП) с резервным источником питания в помещениях операторной АГРС, блок-боксах КИПиА;

дымовых и тепловых пожарных извещателей в помещениях. Во взрывоопасных помещениях АГРС устанавливаются тепловые пожарные извещатели, включаемые в искробезопасную цепь устройства ППКОП;

ручных пожарных извещателей с указателями (знаками безопасности) у выхода операторной, блок-боксов КИПиА и связи на наружной стене;

звуковых оповещателей и светоуказателей «Выход» в помещениях и светозвуковых оповещателей на фасадах блок-боксов операторной, КИПиА и связи.

Размещение автоматических пожарных извещателей:

в блок-боксах установки аналитического оборудования коммерческого узла учета газа АГРС предусматривается установка тепловых пожарных извещателей взрывозащищенного исполнения;

для защиты блок-бокса КИПиА предусмотрена установка безадресного дымового пожарного извещателя;

для защиты помещений и пространств за подвесными потолками операторной предусмотрена установка безадресных дымовых и тепловых пожарных извещателей;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

для защиты блок-бокса котельной предусмотрена установка безадресных тепловых пожарных извещателей.

На АГРС предусмотрено использование следующих типов ручных пожарных извещателей:

безадресный ручной пожарный извещатель, устанавливается в помещениях операторной, в блок-боксе КИПиА и связи;

безадресный ручной пожарный извещатель взрывозащищенного исполнения, устанавливается в укрытии расходомеров коммерческого узла учета газа и по территории площадок камеры запуска и камеры приема очистного устройства.

Для повышения взрыво-пожаробезопасности объектов линейной части МГ предусмотрены следующие решения:

системы контроля взрывоопасных газов и противопожарная защита объекта;

в качестве средств пожаротушения на площадках линейных сооружений и в блок-боксах предусмотрено размещение ручных углекислотных и порошковых огнетушителей, ящиков с песком и щитов с противопожарным инвентарем;

кольцевой проезд вокруг площадок линейных сооружений, подъезды ко всем площадкам от автодорог местного и областного значения;

запасной выезд с площадок;

дистанционное отключение объектов линейных сооружений от магистрального газопровода с использованием средств линейной телемеханики и одновременное стравливание газа из участков трубопровода между линейными крановыми узлами и оборудования площадок при аварийных ситуациях с возможностью подачи команды аварийной остановки из помещений диспетчерского пункта, эксплуатирующей газопровод организации;

продувочные свечи выведены за пределы ограждения площадок;

все необходимые системы автоматического контроля и защиты, срабатывающие при отклонении от заданных параметров с передачей данных в систему линейной телемеханики;

в помещениях со взрывоопасными средами применено оборудование во взрывозащищенном исполнении.

контроль и регулирование всех основных технологических параметров из операторной диспетчерской службы;

установка сигнализаторов довзрывоопасной концентрации природного газа во взрывоопасных помещениях;

молниезащита и защита оборудования и трубопроводов от вторичных проявлений молнии и от статического электричества;

Для противопожарной защиты объектов линейных сооружений МГ «Алматы-Талдыкорган» проектом предусматриваются следующие системы:

система автоматического пожарообнаружения и автоматической пожарной сигнализации;

система контроля взрывоопасных газов.

Для предупреждения аварийных выбросов в проекте предусмотрены следующие мероприятия:

контроль физического состояния оборудования, арматуры, трубопроводов, замена вышедшего из рабочего состояния;

обеспечение полной герметичности всего оборудования, включая утечки газа в атмосферу;

выбор оборудования, выполненного с учетом взрывобезопасности и сертифицированного;

соблюдение норм технического регламента;

соблюдение правил технической и пожарной безопасности;

проведение профессиональной и противопожарной безопасности.

С целью исключения последствий аварийных ситуаций предусмотрено при аварийном перекрытии входных охранных кранов сброс газа соответственно на свечу рассеивания. Сбросы газа из предохранительных клапанов и мембран направляются на свечи рассеивания.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В случае аварийных остановок отдельных аппаратов стравливание газа производится через свечи рассеивания каждого аппарата.

Оборудование емкости сбора конденсата производится дыхательными клапанами, совмещенными с огнепреградителями.

Для адресного обнаружения пожара в начальной стадии его развития, предусмотрена система автоматической пожарной сигнализации с передачей сигналов тревоги о пожаре на прибор приемно-контрольный.

Проектируемые здания и сооружения содержат опасные вещества – газ, нестабильный конденсат, находящиеся при повышенных давлении и температуре, всю территорию расположения объектов строительства следует отнести к критической зоне. Эта зона должна быть закрыта для всех посторонних лиц, кроме обслуживающего персонала.

Устойчивость проектируемого объекта и в том числе его защита от терактов, обеспечивается за счет проведения следующих мероприятий:

создание системы физической и технологической защиты установленных критических зон;

осуществление технической укрепленности объекта строительства;

наличие ручного дублирования автоматических систем управления на случай постороннего вмешательства в деятельность объекта;

разработка порядка действий персонала и охраны объекта строительства при угрозе постороннего вмешательства, ее предотвращении, обнаружении реализации угроз (аварии) и ликвидации их последствий.

Предусмотрены инженерные средства охраны – конструкции, сооружения, ограждения, запорные устройства и механизмы, препятствующие несанкционированному проникновению на охраняемые объекты, а также предназначенные для повышения эффективности применения технических средств охраны и действий сотрудников службы безопасности.

Система предупреждения аварийных ситуаций на линейной части газопровода рассматривается в общей системе безопасной работы технологических станций и оборудования на газопроводе.

Проект согласован ГУ «Департамент по чрезвычайным ситуациям Алматинской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 3 июня 2010 года № 23-12/12.3/2157/2003.

6.2.7 Охрана окружающей среды

Охранная зона вдоль трассы газопровода принята в виде участка земли ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси газопровода.

По трассе газопровода отсутствуют лесные насаждения.

Газопроводы, оборудование и установки, предусмотренные в проекте, представляют собой замкнутую герметическую систему. При нормальном режиме эксплуатации газопровода вредных выбросов в атмосферу не происходит.

С целью предупреждения аварийных выбросов, связанных с повреждением газопровода, проектом предусмотрены следующие мероприятия:

сортамент труб принят в строгом соответствии с требованиями МСН 4.03-2003;

пневматические испытания газопровода герметичность перед вводом его в эксплуатацию;

выбросы в атмосферу природного газа возможны только в аварийных случаях, при повреждении газопровода.

Проект согласован ГУ «Балхаш-Алакольский департамент экологии Комитета экологического регулирования и контроля МООС РК», от 27 марта 2012 года № 04-08/1002.

6.2.8 Организация строительства

Проект организации строительства разработан на основании задания на проектирование, проектно-сметной документации, СНиП РК 1.03-06-2002 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений», введенный в действие приказом Комитета по делам строительства Министерства

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

индустрии и торговли Республики Казахстан от 10 июля 2003 года № 282 с 1 августа 2003 года, с учетом изменений и дополнений, утвержденных приказом Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан, от 6 ноября 2006 года № 419, «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» (СНиП 1.04.03-2008).

На строительной площадке проектом организации строительства предусмотрены инвентарные здания (административные, санитарно-бытовые) и производственные площадки складского, вспомогательного и бытового назначения для нужд строительства, с учётом выполнения максимального объема работ вне строительной площадки, путем поставки материалов и конструкций с предприятий строительной индустрии Республики Казахстан.

Нормативная продолжительность строительства определена согласно СНиП 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» методом линейной интерполяции и принимается 16 месяцев.

Начало строительства в 2012 году согласно письму ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Алматинской области», от 5 марта 2012 года № 26-26/454.

Технические показатели:

Нормативная продолжительность строительства - 16 месяцев.

Нормы задела по годам строительства:

2012 год – 52 %;

2013 год – 48 %.

6.2.9 Сметная документация

Сметная документация составлена согласно «Инструкции о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений» (СНиП РК 1.02-01-2007*), введенной в действие приказом Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан от 8 августа 2007 года № 284 и «Порядку определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» (СН РК 8.02-02-2002), введенному в действие приказом Комитета по делам строительства Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан от 30 июня 2003 года № 261 с 1 октября 2003 года заданию на проектирование и проектным решениям.

При составлении смет использованы:

сборники сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002);

сборники сметных цен и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002);

сборники расценок на монтаж оборудования (СН РК 8.02-06-2002);

сборники укрупненных сметных норм (СН РК 8.02-14-2005);

прейскурант на электрозащиту от коррозии подземных инженерных сетей населенных пунктов (СН РК 8.02-15-2005);

сборник цен инженерного и технологического оборудования (СН РК 8.02-06ОБ-2002);

прейскурант на элементы внешнего благоустройства зданий и сооружений (СН РК 8.02-15-2007).

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 4.3.1) по выпуску сметной документации в базовых ценах 2001 года.

При составлении сметной документации в базовом уровне цен использована сметно-нормативная база в которой затраты на оплату труда работников строительства, цены и тарифы на материально-технические ресурсы и услуги приняты по состоянию, зафиксированному в инвестиционно-строительной сфере Республики Казахстан в 2001 году.

Сметная стоимость строительства в сметной документации определена базово-индексным методом, который основан на использовании текущих индексов,

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

рассчитанных на основании месячного расчетного показателя (Имрп), устанавливаемого ежегодно согласно бюджетному законодательству.

Нормативы накладных расходов применены по видам строительных и монтажных работ, согласно приложению 1 СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» на итог заработной платы.

На сумму прямых затрат и накладных расходов начислены ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 6 % согласно п. 4.3.17 СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан».

Нормативная трудоемкость и сметная заработная плата рабочих, занятых в строительстве, определена по сметно-нормативной базе 2001 года.

Затраты на временные здания и сооружения приняты согласно «Сборнику сметных норм затрат на строительство временных зданий и сооружений» (СН РК 8.02-09-2002).

Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время приняты согласно «Сборнику сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время» (СН РК 8.02-07-2002).

Затраты на выслугу лет в размере 1 % и дополнительные отпуска в размере 0,4 % приняты согласно «Порядку определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» (СН РК 8.02-02-2002), выпуск 1.

После строки «Итого по сметному расчету в текущих ценах» учтены налоги, сборы, обязательные платежи, установленные действующим законодательством и не учтенные составляющими стоимости строительства в размере 2 %.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, устанавливаемом законодательством Республики Казахстан, от сметной стоимости в текущем уровне с учетом налогов, сборов, обязательных платежей.

Стоимость материалов и оборудования, отсутствующих в нормативной базе 2001 года определена по данным прайс-листов, утвержденных заказчиком согласно пп. 4.3.5, 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан».

В соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 сентября 2007 года № 791, со статьей 8 п. 4 Закона Республики Казахстан «О Республиканском бюджете на 2011-2013 годы» от 7 декабря 2010 года № 357-IV ЗРК, со статьей 9 п. 4 Закона Республики Казахстан «О Республиканском бюджете на 2012-2014 годы» от 24 ноября 2011 года № 496-IV ЗРК, изменениям и дополнениям в Законе Республики Казахстан «О республиканском бюджете на 2011-2013 годы» от 28 февраля 2011 года № 412-IV и письма Министерства финансов Республики Казахстан от 14 июня 2011 года № ДБПП-2/9874 переход от базовых цен 2001 года в текущий (прогнозный) уровень цен осуществлен через индексы изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2011, 2012, 2013 годы:

2011 год – 1512 тенге;
2012 год – 1618 тенге;
2013 год - 1731 тенге.

7 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка проектных решений

В целом, проект разработан в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование и иными исходными данными, техническими условиями и требованиями, а также согласно функциональному назначению данного участка строительства.

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

При разработке рабочего проекта учтены местные природно-климатические условия площадки строительства.

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

МЕМОРАНДАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

7.2 Изменения и дополнения, внесенные в проект в процессе экспертизы

Технологические решения

Общая пояснительная записка

1) Представлен расчет толщины стенки газопровода DN 530 мм.

2) По пересечению водных объектов представлены согласования ГУ «Балхаш-Алакольская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов КВР МСХ РК.

3) Представлены согласования эксплуатирующих организаций по пересечению автомобильных и железных дорог.

4) Представлено согласование ТОО «Азиатский газопровод» по пересечению МГ «Казахстан-Китай».

5) В соответствии с п. 6.4 ТУ АО «ИЦА» представлено техническое задание на Систему линейной телемеханики (СЛТМ).

6) В соответствие с п. 7.18 ТУ АО «ИЦА» представлен раздел периметральной охранной системы и системы видеонаблюдения.

7) Представлено согласование по Проекту органов надзора.

8) Представлены технические условия на подключение объектов газопровода к сетям электроснабжения

9) Представлено согласование Проекта с УМГ «Южный» АО «Интергаз Центральная Азия».

10) Выполнена глава согласование проекта с указанием № и даты согласования.

11) Представлен расчет параметров ЭХЗ.

12) Откорректирована категория участков газопроводов.

Графические материалы рабочего проекта

13) Указаны футляры на участке перехода через р. Или и р. Коксу.

14) Указан тройник 325 на врезке и 530-325 за узлом замера.

15) Указан вид промежуточного теплоносителя для подогрева газа в подогревателях

16) Указаны: защита футляров на газопроводе, диаметр и протяженность футляров.

17) Выполнена схема строительной полосы с размерами.

18) Указана привязка сбросных свечей.

19) Указано количество водопропускных труб на переходах.

20) Указаны места установки пригрузов, количество и расстояние между ними.

21) На переходе сухого русла реки Шетозен разработан узел выхода из земли с опорными плитами.

Строительные решения

22) В конструктивных чертежах указана категория грунтов по сейсмическим свойствам.

23) В инженерно-геологических изысканиях указано уточненное значение площадки строительства.

24) В конструктивных чертежах откорректирована сейсмичность площадки строительства.

25) Указать плотность грунтов.

26) Указана степень агрессивного воздействия грунта по содержанию хлоридов на железобетонные конструкции.

27) Бетонные блоки для фундаментов под блок-бокс СЛТМ выполнены на сульфатостойком цементе.

28) Откорректирована толщина щебеночной подготовки, пропитанной битумом до полного насыщения под фундаменты. Принята – 100 мм.

29) Фундаменты под оборудование и под опоры выполнены на сульфатостойком цементе.

30) Откорректирована марка бетона по водонепроницаемости для фундаментов.

31) Указан действующий ГОСТ на трубы опор.

32) Разработан фундамент под опору с закладной деталью для крепления опоры.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

33) На схеме расположения фундаментов площадки узла запуска (лист АС-20-2) замаркирован фундамент ФО-2 разработанный на листе 5. Указано расположение операторной.

34) Откорректирован класс бетона для фундаментов под оборудование. Принят – класс бетона В15.

Электротехническая часть

35) Выполнены согласования со смежниками.

36) Отмененные нормативные документы заменены на действующие.

37) Даны основные технические показатели проекта.

38) Выполнены согласования с АО «АЖК».

39) Кабель АВБбШв-4х10+1х6 заменен на 5х10.

40) Представлены планы проектируемых сетей воздушных линий ВЛ 10 кВ.

Организация строительства

41) Представлен расчет нормативной продолжительности и норм задела строительства в соответствии со СНиП 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений».

Сметная документация

42) Из сводного сметного расчета исключена стоимость проектных работ по ТЭО и экспертизы ТЭО, как необоснованных для стадии проект.

43) В сводном сметном расчете откорректированы затраты заказчика на проведение экспертизы проекта.

44) Откорректированы затраты на услуги инженера (технадзор заказчика) согласно РДС РК 1.03-02-2010.

45) Откорректировано распределение затрат по годам строительства согласно нормативной продолжительности строительства на основании СНиП 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» и дате начала работ согласно письму ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Алматинской области» от 5 марта 2012 года № 26-26/454.

46) Сметная документация откорректирована с учетом изменений и дополнений выпуск 10 к СН РК 8.02-02-2002, СН РК 8.02-03-2002, СН РК 8.02-05-2002, СН РК 8.02-06-2002, СН РК 8.02-17-2006 «Сборники сметных норм и расценок на строительные работы, ремонтно-строительные работы, монтаж оборудования и пусконаладочные работы», выпуск 12 к СН РК 8.02-04-2002, СН РК 8.02-03-2002 «Сборник сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции и к сборнику норм и расценок на эксплуатацию строительных машин», введенным в действие с 1 февраля 2012 года приказом Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства от 30 декабря 2011 года № 553 (программный комплекс АВС-4 редакция 4.3.1).

47) Стоимость материалов и оборудования принята по данным нормативной базы 2001 года.

48) Стоимость материалов и оборудования, отсутствующих в нормативной базе 2001 года откорректирована по данным прайс-листов, утвержденных заказчиком согласно п. 4.3.5, 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан».

49) Откорректировано определение стоимости материалов и оборудования отсутствующих в нормативной базе 2001 года и принимаемых по утвержденным прайс-листам согласно утвержденной методике.

50) Исключено применение коэффициента 0,9 к провозной плате за перевозки грузов автомобильным транспортом, как необоснованного для Алматинской области согласно технической части «Сборника сметных цен на перевозки грузов для строительства».

51) Исключена стоимость битума, как учтенного расценкой по гидроизоляции.

52) Исключены работы по грунтовке конструкций, как учтенные составом работ расценки по гидроизоляции фундаментов.

53) Исключены работы по зачистке выпуклостей, по протирке ацетоном, по очистке кварцевым песком, как необоснованных и учтенные расценками по прокладке трубопроводов.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

54) Учтена стоимость труб стальных электросварных с заводской изоляцией Ду 530х11 мм и Ду 530х10 мм (К60) согласно откорректированным проектным решениям по замечаниям Южного филиала РГП «Госэкспертиза».

55) Откорректирован коэффициент учитывающий норму расхода труб при определении их стоимости, согласно расценок по сварке трубопроводов, вместо коэффициента 1,004 учтен коэффициент 1,010.

56) Исключены работы по прокладке футляров, как учтенные расценками по бестраншейной прокладке футляров.

57) Исключены работы по огрунтовке металлоконструкций, как учтенные в базовой стоимости металлоконструкций согласно технической части.

58) Заменены расценки по установке дорожных знаков на прямую расценку по сборнику 27.

59) Исключены работы по восстановлению плодородного слоя, как необоснованные при устройстве покрытия площадок.

60) Откорректирован объем работ по устройству покрытия площадок согласно единице измерения принятой расценки (принят в $м^2$ вместо $м^3$). Откорректированы расценки по устройству покрытия площадок согласно проектным решениям.

61) Исключены затраты на погрузку и перевозку материалов, как учтенные в стоимости материалов.

62) Исключена стоимость металлоизделий как учтенных прочими материалами расценок по устройству проводника заземляющего, согласно технической части сборника 8 «Электротехнические установки» СН РК 8.02-06-2002.

63) Заменена расценка по устройству кабельной канализации на прямую расценку Е0134-101-1.

64) Откорректирован объем работ по обратной засыпке кабельных траншей с учетом грунта вытесняемого постелью под кабель.

65) Исключены работы по подключению жил кабелей, как учтенные в расценках согласно п. 2б технической части сборника 8 «Электротехнические установки» СН РК 8.02-06-2002.

66) Учтены работы по видеонаблюдению согласно проектным решениям.

67) Учтены работы по засеву откосов травами согласно проектным решениям.

68) Сметная документация откорректирована согласно измененным проектным решениям по замечаниям Южного филиала РГП «Госэкспертиза».

Технико-экономические показатели представлены в Таблице 3

Таблица 3

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Изменения +увеличение –снижение
			Заявленные до экспертизы	Рекомендуемые к утверждению	
1	Пропускная способность	$нм^3$/час	200000	200000	-
2	Общая протяженность газопроводов	км	264,855	264,855	-
3	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года	млн. тенге	7 221,56	7 953,99	+732,43
	в том числе:				
	строительно-монтажные работы	млн. тенге	6 590,99	7 190,16	+599,17
	оборудование	млн. тенге	451,12	614,55	+163,43
	прочие затраты	млн. тенге	179,45	149,28	-30,17
4	Общая сметная стоимость строительства в текущем (прогнозном) уровне цен	млн. тенге	**2011 год (с МРП 1512 тенге) 2012 год (с МРП 1581 тенге), 2013 год (с МРП 17311 тенге) 2014 год (с МРП 1852 тенге), 2015 год (с МРП 1982 тенге)**	**2011 год (с МРП 1512 тенге) 2012 год (с МРП 1618 тенге), 2013 год (с МРП 1731 тенге)**	-103,95
			20 009,62	19 905,67	
	в том числе:				

МЕМЛЕКЕТТІК САРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Продолжение таблицы 3

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Изменения +увеличение –снижение
			Заявленные до экспертизы	Рекомендуемые к утверждению	
	строительно-монтажные работы	млн. тенге	15 655,79	15 514,42	-141,37
	оборудование	млн. тенге	1 108,44	1 326,03	+217,59
	прочие затраты	млн. тенге	3 245,39	3065,22	-180,17
В том числе сметная стоимость строительства по годам:					
4.1	в текущем уровне цен 2010 года с МРП 1413 тенге (стоимость ПИР и экспертиза ТЭО)	млн. тенге	43,70	-	-43,70
4.2	в текущем уровне цен 2011 года с МРП 1512 тенге (стоимость ПИР проекта)	млн. тенге	242,00	237,29	-4,71
4.3	в текущем уровне цен 2012 года с МРП 1618 тенге (стоимость экспертизы проекта и строительно-монтажные работы)	млн. тенге	1 873,71	9 898,16	+8 024,45
4.4	в прогнозном уровне цен 2013 года с МРП 1731 тенге	млн. тенге	4 660,61	9 770,22	+5 109,61
4.5	в прогнозном уровне цен 2014 года с МРП 1852 тенге	млн. тенге	5 290,01	-	-5 290,01
4.6	в прогнозном уровне цен 2015 года с МРП 1982 тенге	млн. тенге	7 899,59	-	-7 899,59
5	Нормативная продолжительность строительства	мес.	н/п	16	-

7.3 В результате экспертизы:

улучшено качество проектной документации;

подтверждена надежность конструктивных и инженерных решений;

общая сметная стоимость строительства в текущем уровне цен 2011, 2012 годов, в прогнозном уровне цен 2013 года снижена на 103,95 млн. тенге.

Сравнительный анализ технико-экономических показателей по утвержденному ТЭО и проекту представлен в таблице 4

Таблица 4

№	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели ТЭО (приказ №110-ПИР от 17.03.2011)	Рекомендуемая к утверждению	+увеличение –снижение
1	Пропускная способность	нм^3/час	200000	200000	-
2	Протяженность газопровода	км	264,855	264,855	-
3	Диаметр газопровода	мм	DN 530	DN 530	-
4	Количество технологических площадок	шт.	33	33	-
5	Общая площадь земельных участков всех площадок	га	13,1433	3,2215	-9,9218
6	Протяженность подъездных дорог	км	17,751	5,743	-12,008
7	Протяженность воздушных линий электроснабжения ВЛ 10 кВ (трехпроводная)	км	260,0	76,0	-184,0
8	Протяженность дренажных кабельных линий ЭХЗ	км	5,0	3,4	-1,6
9	Протяженность кабельных линий ВОЛС	км	271,83	280,0	+8,17
10	Численность персонала	чел.	58	58	-
11	Общая сметная (расчетная) стоимость строительства в базовых ценах 2001 года	млн. тенге	8 261,70	7 953,99	-307,71

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Продолжение таблицы 4

№	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели ТЭО (приказ №110-ПИР от 17.03.2011)	Рекомендуемая к утверждению	+увеличение –снижение
	в том числе строительно-монтажные работы	млн. тенге	7 151,36	7 190,16	+38,80
11.1	Общая сметная (расчетная) стоимость строительства в текущем уровне цен 2010, 2011, 2012 годов; прогнозном уровне цен 2013 года	млн. тенге	20 009,62	19 905,67	-103,95
	в том числе строительно-монтажные работы	млн. тенге	14 849,39	15 514,42	+665,03
В том числе сметная (расчетная) стоимость строительства по годам:					
11.2	в текущем уровне цен 2010 года	млн. тенге	43,70	-	-43,70
11.3	в текущем уровне цен 2011 года	млн. тенге	242,26	237,29	-4,97
11.4	в текущем уровне цен 2012 года	млн. тенге	12 880,84	9 898,16	-2 982,68
11.5	в прогнозном уровне цен 2013 года	млн. тенге	6 842,82	9 770,22	+2927,40
12	Нормативная продолжительность строительства	мес.	16	16	-

Снижение общей сметной стоимости строительства в текущем уровне цен 2011, 2012 годов, прогнозном уровне цен 2013 года относительно расчетной стоимости по утвержденному ТЭО на 103,95 млн. тенге вызвано:

исключением затрат на разработку и экспертизу ТЭО - снижение на 43,70 млн. тенге;

уточнением прочих затрат – снижение на 662,06 млн. тенге;

пересчетом объемов работ в программном комплексе АВС-4 в редакции 4.3.1, уточнение стоимости материалов и оборудования, отсутствующих в нормативной базе 2001 года, принятых по данным прайс-листов, утвержденных заказчиком, инфляционными процессами, произошедшими с момента утверждения расчетной стоимости строительства, а также пересчетом по годам строительства с учетом соответствующего значения МРП с даты начала работ – увеличение на 601,81 млн. тенге;

8 ВЫВОДЫ

8.1 С учетом внесенных изменений и дополнений, проект «Строительство газопровода Алматы-Талдыкорган», соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республики Казахстан, и рекомендуется к утверждению со следующими технико-экономическими показателями:

Пропускная способность - 200000 нм^3/час.
Общая протяженность газопроводов - 264,855 км.
Общая сметная стоимость строительства
в базовых ценах 2001 года - 7 953,99 млн. тенге,
в том числе строительно-монтажные работы - 7 190,16 млн. тенге.
Общая сметная стоимость строительства
в текущем уровне цен 2011, 2012 годов,
в прогнозном уровне цен 2013 года - 19 905,67 млн. тенге,
в том числе строительно-монтажные работы - 15 514,42 млн. тенге.
В том числе сметная стоимость строительства по годам:
в текущем уровне цен 2011 года
(стоимость ПИР проекта) - 237,29 млн. тенге;
в текущем уровне цен 2012 года
(стоимость экспертизы проекта
и строительно-монтажных работ) - 9 898,16 млн. тенге,
в прогнозном уровне цен 2013 года - 9 770,22 млн. тенге.
Нормативная продолжительность строительства - 16 месяцев.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

8.2 Во исполнение п. 5 Протокольного решения Правительства Республики Казахстан от 2 февраля 2010 года № 17-56 005-1689-12, в проекте применены импортозамещающие местные строительные материалы и изделия, а также продукция, изготавливаемая на отечественных предприятиях.

8.3 При представлении на утверждение проект подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспертизы.

8.4 Для производства строительно-монтажных работ необходимо разработать рабочую документацию настоящего проекта.

8 ТҰЖЫРЫМДАР

8.1 Енгізілген өзгерістері мен толықтырулары ескерілген «Алматы-Талдықорған» магистральді газ құбырын салу» жобасы Қазақстан Республикасындағы қолданылымдағы мемлекеттік нормативтері талаптарына сәйкес келеді және келесі техника-экономикалық көрсеткіштерімен белгіленген тәртіпте бекітілуге ұсынылады:

Өткізу қабілеттілігі	- сағатына 200000 нм^3.
Газ құбырының жалпы ұзындығы	- 264,855 км.
2001 жылғы базалық бағамен алынған құрылыстың жалпы сметалық құны	- 7 953,99 млн. теңге,
соның ішінде құрылысты-монтаждық жұмыстары	- 7 190,16 млн. теңге.
2011, 2012 жылдардағы ағымдағы деңгейдегі, 2013 жылдағы болжамды деңгейдегі бағаларымен алынған құрылыстың жалпы сметалық құны	- 19 905,67 млн. теңге,
соның ішінде құрылысты-монтаждық жұмыстары	- 15 514,42 млн. теңге.
Соның ішінде жылдар бойынша құрылыстың сметалық құны:	
2011 жылғы ағымдағы деңгейде (жобаның ЖІЖ құны)	- 237,29 млн. теңге;
2012 жылғы ағымдағы деңгейде (құрылысты-монтаждық жұмыстарының және жоба сараптамасының құны)	- 9 898,16 млн. теңге,
2013 жылғы болжамды деңгейде	- 9 770,22 млн. теңге.
Құрылыстың нормативті ұзақтылығы	- 16 ай.

8.2 Қазақстан Республикасы Үкіметінің 2010 жылғы 2 ақпандағы № 17-56 005-1689-12 хаттама шешімінің 5 т. орындау мақсатында, жұмыс жобасында импорт алмастыратын жергілікті құрылыс материалдары мен бұйымдар, және отандық кәсіпорындарда өндірілген өнімдер қолданылған.

8.3 Бекітілуге ұсынған кезінде жобаның осы қорытындысына сәйкестігі тексерілу қажет.

8.4 Құрылыстық-монтаждық жұмыстарын жүргізу үшін осы жобаның жұмыс құжаттамасын дайындау қажет.

Өндірістік бөлімінің бастығы	**А. Тұяқаев**
Жетекші сарапшы	**Л. Качанова**
Бас маман	**Л. Дорохова**
Бас маман	**Н. Зинковская**
Бас маман	**Л. Зенгин**

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА