Бекітемін
«Мемсараптама» РМК Алматы қаласындағы филиалы
Директоры
С.О. Лекеров

«Алматы-Талдықорған» магистральді газ құбырын салу». Түзету
жобасы бойынша

04.10.2016 ж. № 02-0277/16

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Алматы облысының энергетика және коммуналдық шаруашылық басқармасы» ММ,
Талдықорған қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«КАТЭК» ЖШС,
Алматы қаласы

Алматы қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Алматы-Талдықорған» магистральді газ құбырын салу». Түзету жобасы бойынша осы сараптамалық қорытынды Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрлігі Құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері комитеті «Жобаларды мемлекеттік ведомстводан тыс сараптау» шаруашылық жүргізу құқығындағы республикалық мемлекеттік кәсіпорнының («Мемсараптама» РМК) Алматы қаласындағы филиалымен берілді.

«Мемсараптама» РМК Алматы қаласындағы филиалының рұқсатынсыз осы сараптамалық қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

Утверждаю
Директор
Филиал РГП «Госэкспертиза» в городе Алматы
Лекеров С.О.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 02-0277/16 от 04.10.2016 г.

по проекту
«Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган». Корректировка

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

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «КАТЭК», г. Алматы

г. Алматы

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по проекту **«Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган». Корректировка**, выдано филиалом в городе Алматы Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Государственная вневедомственная экспертиза проектов» (РГП «Госэкспертиза») Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства национальной экономики Республики Казахстан.

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

1 НАИМЕНОВАНИЕ: проект «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган». Корректировка.

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором № 02-0142 от 29 июля 2016 года.

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, I категории, выданная Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан, с приложениями: на 2 страницах от 25 января 2013 года, на одной странице от 22 ноября 2013 года).

ГИП – Ягафарова И.И. (приказ № 159/1 от 29 мая 2015 года).

4 ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции.

5 ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

техническое задание на проектирование «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган». Корректировка, утвержденное руководителем ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Алматинской области» от 29 мая 2015 года;

договор на проектно-изыскательские работы по проекту «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган». Корректировка, между ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Алматинской области» и ТОО «КАТЭК» от 4 августа 2014 года № 86;

дополнительное соглашение № 3 от 29 мая 2015 года к договору № 86 от 4 августа 2014 года;

письмо № 30-30/1415/321 от 18 апреля 2016 года, выданное ГУ «Управление экономики и бюджетного планирования Алматинской области» о направлении выписки областной бюджетной комиссии;

выписка из протокола заседания областной бюджетной комиссии о разрешении корректировки проекта «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» с увеличением сметной стоимости, от 15 марта 2016 года № 2;

приказ Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства от 18 июня 2012 года № 259-ПИР об утверждении проекта с общей сметной стоимостью строительства в текущем уровне цен 2011, 2012 годов, в прогнозном уровне цен 2013 года - 19 905,67 млн. тенге;

разрешение Комитета по делам строительства жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан на корректировку проекта «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» от 19 мая 2016 года № 42-05-08/5605;

письмо № 26-26/914 от 13 мая 2016 года, выданное акиматом Алматинской области ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области» о начале строительства в 2012 году;

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 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 от 16 апреля 2012 года № 4-416 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;

Постановление от 11 апреля 2012 года № 291 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»;

Постановление от 9 апреля 2012 года № 64 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»;

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

Постановление от 30 марта 2012 года, № 125 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»;

Постановление от 28 апреля 2012 года № 4-417 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»;

Постановление от 30 декабря 2015 года № 462 акимата Коксуского района Алматинской области о предоставлении права постоянного землепользования на земельный участок ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области»;

Постановление от 29 декабря 2015 года № 879 акимата Жамбылского района Алматинской области о предоставлении права постоянного землепользования на земельный участок ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области»;

Постановление от 6 января 2016 года № 1-1 акимата Карасайского района Алматинской области о предоставлении права постоянного землепользования на земельный участок ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области»;

Постановление от 12 февраля 2016 года № 75 акимата Кербулакского района Алматинской области о предоставлении права постоянного землепользования на земельный участок ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области»;

Постановление от 12 января 2016 года № 3 акимата Ескельдинского района Алматинской области о предоставлении права постоянного землепользования на земельный участок ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области»;

Постановление от 15 января 2016 года № 8 акимата Балхашского района Алматинской области о предоставлении права постоянного землепользования на земельный участок ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области»;

приказ ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области» о создании выездной комиссии по обследованию выполненных работ по строительству объектов магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» № 84-п/1 от 20 апреля 2016 года;

акт обследования состояния и хода строительства объектов магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», утвержденный заместителем руководителя ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства по Алматинской области» в 2016 году;

отчет по инженерным изысканиям «Строительство магистрального газопровода «Алматы - Талдыкорган», выполненный ТОО «КАТЭК» в 2014 году;

перечень материалов и оборудования, принятых по прайс-листам по проекту «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган». Корректировка, утвержденный руководителем ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Алматинской области», от 20 сентября 2016 года.

Технические условия:

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 АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC» на пересечение проектируемого магистрального газопровода «Алматы-

Талдыкорган» с воздушными линиями электропередачи, от 21 декабря 2011 года № 09-11/7199;

технические условия АО «Алатау Жарық Компаниясы» (АО «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 на пересечение проектируемого магистрального газопровода с ВОЛС, ТОО «TNS-Plus» № 72 от 13 января 2012 года (письмо № 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 ГУ «Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог Алматинской области» на пересечение автомобильных дорог областного значения, от 28 апреля 2016 года № 24-24/109;

технические условия Уштобинской дистанции сигнализации и связи АО «НК «Қазақстан темір жолы» по переходам газопровода «Алматы-Талдыкорган» через перегоны ж/д путей, МКЛС, ВЛС, от 5 декабря 2011 года № 439;

технические условия Уштобинской дистанции сигнализации и связи АО «НК «Қазақстан темір жолы» по прокладке газопровода вблизи ж/д путей АО «НК «Қазақстан темір жолы» и при пересечении ж/д путей на участке Уштобе – Сары-Озек, от 18 апреля 2016 года № 372;

технические условия Алматинской дистанции сигнализации и связи филиала АО «Национальная компания «Қазақстан темір жолы», от 5 декабря 2011 года № 25/29 на подключение газопровода «Алматы-Талдыкорган» к существующей газовой магистрали по ст. Узунагач;

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;

технические условия Айнабулакской дистанции пути им. Н. Байшапанова филиала АО «Национальная компания «Қазақстан темір жолы» прохождения газопровода под железнодорожные пути, от 4 апреля 2012 года № 104;

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;

технические условия АО «Интергаз Центральная Азия» на подключение проектируемого газопровода-отвода «Алматы-Талдыкорган» к перемычке Узынагаш между магистральными газопроводами «Казахстан-Китай» и «БГР-ТБА» от 26 декабря 2011 года № 2-60-4169, продление от 26 декабря 2011 года № 2-60-4169; продление от 22 сентября 2014 года № 2-60-2592 и от 20 апреля 2016 года № 06-62-967;

продление технических условий № 06-62-967 от 20 апреля 2016 года, выданные АО «Интергаз Центральная Азия»;

технические условия ТОО «Азиатский газопровод» на пересечение магистрального газопровода «Казахстан-Китай» от 28 февраля 2012 года № AGPMT/TO/LE/J-41, продление от 30 мая 2016 года № PT/TO/LE/20.2-136;

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

технические условия АО «Алатау Жарық Компаниясы» (АО «АЖК»):

от 25 августа 2010 года № 25.1-3369, дополнение от 20 августа 2014 года № 25.1-3694 - на электроснабжение объектов магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», расположенных в Балхашском, Жамбылском, Илийском районах Алматинской области;

АО «Талдыкорганская Акционерная Транспортно-Электросетевая Компания» (ТАТ-ЭК):

от 27 августа 2010 года № 20-106 - на электроснабжение пикетов на МГ (магистральный газопровод в районе с. Алдабергенова);

от 27 августа 2010 года № 20-107 - на электроснабжение пикетов на МГ (магистральный газопровод в районе с. Шымыр);

от 27 августа 2010 года № 20-108 - на электроснабжение пикетов на МГ (магистральный газопровод в районе п. Балпык би);

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;

АО «Талдыкорганская Акционерная Транспортно-Электросетевая Компания» от 18 апреля 2016 года № 20-193/126, № 20-194/127, № 20-195/128 – взамен ранее технических условий;

продление технических условий ТУ № 72 от 13 января 2012 года на пересечение проектируемого магистрального газопровода с ВОЛС, выданное ТОО «TNS-Plus» № 00241/16-И27 от 13 апреля 2016 года;

Алматинская областная дирекция телекоммуникаций, ТУ № 03-317-11/л от 4 января 2012 года - на пересечение и параллельное прохождение магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» по территории Жамбылского района;

Алматинская областная дирекция телекоммуникаций, ТУ № 03-319-11/л от 4 января 2012 года - на пересечение и параллельное прохождение магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» по территории Коксуского района;

Алматинская областная дирекция телекоммуникаций, 03-318-11/л от 4 января 2012 года - на пересечение и параллельное прохождение магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» по территории Ескельдинского района;

Алматинская областная дирекция телекоммуникаций от 15 апреля 2016 года № 198 – прохождение трассы через территорию Коксуского района Алматинской области;

ГУ «Коксуирригация» ГУ «Управление природных ресурсов регулирования природопользования» № 1-33/2 от 17 января 2012 года - на пересечение каналов МГ;

АО НК «Қазақстан темір жолы» от 5 декабря 2011 года - по переходам газопровода Алматы-Талдыкорган через перегоны ж/д путей МКЛС и ВЛС;

филиал АО НК «Қазақстан темір жолы» Алматинская дистанция сигнализации и связи» от 21 апреля 2016 года № 48/10 на подключение газопровода «Алматы-Талдыкорган» к существующей газовой магистрали по ст. Узунагач;

Алматинская областная дирекция телекоммуникаций АО «Казактелеком» от 4 января 2012 года № 03-319-11/л - на проектирование трассы магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», проходящей по Алматинской области через территорию Коксуского района;

РДТ «Алматытелеком» от 29 апреля 2016 года № 05-82/П – продление ТУ-№ 03-319-11/л от 4 января 2012 года;

Коксуское отделение телекоммуникаций АО «Казактелеком» от 23 декабря 2011 года № 17-06-04/6638 - на проектирование трассы магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», проходящей по Алматинской области через территорию Коксуского района;

ТУСМ-1 АО «Казактелеком» Объединение «Дальняя связь» от 6 декабря 2011 года № 01-142-12/11, продление от 15 апреля 2016 года № 01-214-4/2016 - на проектирование магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» в охранной зоне магистральных кабелей связи ТУСМ-1;

Алматинский областной департамент комитета автомобильных дорог от 22 июля 2010 года № 19-06-01/2-1-2003 и продление от 5 декабря 2011 года № 19-06-02/2-1-4421, от 29 февраля 2012 года № 19-06-02/2-1-371;

АО «Транстелеком» от 28 февраля 2012 года № 16-15 - на пересечение существующего магистрального кабеля ВОЛС, АО «Транстелеком» на перегоне между станциями ст. Казыбек бек - ст. Жингельды ж/д ПК39931+39 м;

АО «Транстелеком» от 5 марта 2012 года № 18-15 - на пересечение существующего магистрального кабеля ВОЛС, АО «Транстелеком» на перегоне между станциями ст. Мойнкум - ст. Бохша ж/д ПК14299+19 м;

Алматинский областной филиал «НК «КазАвтоЖол», от 11 мая 2016 года № 15-05-22/02-855-на проектирование строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» проходящего вдоль автомобильной дороги по территориям Жамбылского, Илийского, Кербулакского, Коксуского и Ескельдинского районов.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Алматинской области» - заключение государственной экологической экспертизы на корректировку проекта «Оценка воздействия на окружающую среду» к проекту «Строительство магистрального газопровода Алматы – Талдыкорган Алматинской области» от 15 августа 2016 года № ВЗ-0297/16;

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-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-Талдыкорган, 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-Талдыкорган 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;

Управление государственного санитарно-эпидемиологического надзора Балхашского района - санитарно-эпидемиологическое заключение № 12 от 12 марта 2012 года;

письмо № 17-1-3-4-4402 от 26 июля 2016 года, выданное РГУ «Департамент по защите прав потребителей Алматинской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан» о том, что не требуется выдача санитарно-эпидемиологического заключения;

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» (аттестат на право проведения работ в области промышленной безопасности № 0014 от 8 мая 2007 года, выданный Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасности МЧС Республики Казахстан) - заключение технической экспертизы по промышленной безопасности на проект «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», от 9 апреля 2012 года № 797;

ГУ «Департамент по чрезвычайным ситуациям Алматинской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан» - согласование проекта «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган», от 11 апреля 2012 года № 23-12/11.3-37/Н-279-352;

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», письмо от 10 апреля 2012 года № 41-9-16/368;

АО «Талдыкорганская Акционерная Транспортно-Электросетевая Компания» (ТАТЭК) от 15 марта 2012 года № 20-321;

Жамбылское районное отделение телекоммуникации Алматинской ОДТ – согласование пересечения с кабельными линиями Жамбылского РУТ, письмо от 13 апреля 2012 года № 242;

Илийский РЭС АО «АЖК» согласование проекта электроснабжения и точек подключения от ближайшей опоры, письмо от 9 апреля 2012 года № 20;

АО «Алатау Жарық Компаниясы» (АЖК) – согласование точки подключения от ближайшей опоры, письмо от 27 марта 2012 года № 42-29;

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;

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;

АО НК «Қазақстан темір 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;

согласование проектных решений ТОО «TNS-Plus», письмо от 24 апреля 2012 года № 00594/12-И27;

ГУ «Коксуирригация» Алматинский филиал РГП «Казводхоз» Министерства сельского хозяйства РК, письмо-согласование от 27 апреля 2016 года № 18-17-20/145.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Заказ 86/04.08.2014-0

Паспорт проекта.

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).

Чертежи марки АС – Архитектурно-строительные решения.

Прайс-листы с альтернативными ценовыми предложениями, утвержденные заказчиком.

5.4 Цель и назначение объекта 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 Алматинской области.

5.5 Дополнительные сведения

Ранее Южным филиалом РГП «Госэкспертиза» был рассмотрен проект «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» с выдачей заключения № 02-0271/12 от 16 мая 2012 года.

Проект «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» утвержден приказом Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства от 18 июня 2012 года № 259-ПИР, общая сметная стоимость строительства в текущем уровне цен 2011, 2012 годов, в прогнозном уровне цен 2013 года - 19 905,67 млн. тенге.

В 2016 году была проведена корректировка проекта, выполненная на основании:

разрешения Комитета по делам строительства жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан на корректировку проекта «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» от 19 мая 2016 года № 42-05-08/5605;

технического задания на проект «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган». Корректировка, утвержденное руководителем ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства Алматинской области» от 29 мая 2015 года.

Корректировка проекта предусматривает:

изменение стоимости оборудования согласно утвержденному перечню по прайс-листам;

корректировку сметной документации, при этом технологическая часть остается без изменения.

С выходом настоящего заключения ранее выданное заключение № 02-0271/12 от 16 мая 2012 года по проекту «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» считать утратившим силу.

6 ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта, и характеристика участка строительства

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

Точка присоединения газопровода расположена между 945-946 км МГ «Казахстан-Китай», в 350,0 м от МГ на площадке узла замера и редуцирования газа перемычки «Узунагаш» на территории Карасайского района Алматинской области, конечная точка газопровода «Алматы-Талдыкорган» - АГРС «Талдыкорган».

По территории Карасайского района Алматинской области трасса газопровода проходит в восточном направлении, пересекая автодорогу областного значения АЛ-40 «Алматы-Бишкек» - ст. «Узынагаш-Курты» 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 620,00-626,00 м, 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, автодороге областного значения «Алматы-Оскемен-Казахстан-Акший», параллельно реке Курты и Куртинскому водохранилищу. Трасса газопровода пересекает реки Керегетас, Аккарасай, Бол.Кызылесик, Сулусай и Или, автомобильные дороги республиканского значения – «Алматы-Астана» и Р-18 «Капшагай-Курты».

Рельеф относительно ровный, с постоянным небольшим уклоном на северо-восток (0,003 ‰), высотные отметки изменяются в пределах от 676,00 м до 476,00 м.

По территории Балхашского района трасса газопровода проходит в северо-восточном направлении по пересеченной предгорной местности и далее – по пескам Жинишкекум, пересекая автодорогу АЛ-1 «Капшагай-Баканас-Караой».

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 – 696,00-708 м.

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.

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».

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

Рельеф участка строительства:

мелкосопочник с интенсивным эрозийным расчленением, возникшим под влиянием тектонических процессов с относительными превышениями менее 10,0 м;

приречный мелкосопочник;

плоская бугристая равнина;

низкогорный сильно расчлененный горстовый рельеф;

низкогорный слабо расчлененный горстовый рельеф;

плоская бугристая равнина;

тектонико-аккумулятивный рельеф;

рельеф выработанный деятельностью современных потоков;

речной рельеф.

Абсолютные высотные отметки изменяются в пределах 523,00-803,00 м.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический район (СНиП РК 2.04-01-2010)	- III В;
район по весу снегового покрова (СНиП 2.01.07-85*)	- I, II (s_o=50 кгс/м^2; 70 кгс/м^2);
район по давлению ветра (СНиП 2.01.07-85*)	- III (w_o=38 кгс/м^2);
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 (СНиП РК 2.04-01-2010)	- минус 23 ºС; минус 26 ºС;

минус 35º С;
сейсмичность площадок строительства - 7-8 баллов;
нормативная глубина промерзания грунтов:
суглинки - 1,01 м;
супеси, пески мелкие и пылеватые - 1,24 см;
пески гравелистые, крупные и средней крупности - 1,32 м;
крупнообломочные грунты - 1,36 м.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

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

Уточненная сейсмичность площадок строительства:

АГРС «Казыбек бек»: Казыбек бек - 7 баллов;

АГРС «Акший»: Акший - 7 баллов, Айдарлы – 8 баллов;

АГРС «Баканас»: Баканас - 7 баллов, Акдала – 6 баллов, Кокжиде – 6 баллов, Акколь – 6 баллов, Бакбакты – 7 баллов;

АГРС «Сарыозек»: Сарыозек - 8 баллов, Алтынемель – 8 баллов, Коянкоз – 8 баллов;

АГРС «Балпык би»: Екпенди – 8 баллов;

АГРС «Талдыкорган»: Талдыкорган - 8 баллов, Текели – 9 баллов, Арабулак – 9 баллов, Матая Баисова – 7 баллов, Екпенди – 8 баллов;

АГРС «Уштобе»: Жанаталап - 8 баллов, Коксу – 8 баллов.

По инженерно-геологическим признакам вдоль всей трассы газопровода выделены следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

ИГЭ-1 – почвенно-растительный слой, вскрыт почти всеми скважинами (скв. 1 - скв. 750), мощность слоя – 0,4 м;

ИГЭ-2 – супесь твердая, светло-коричневая, не просадочная, вскрыта под почвенно-растительным слоем в интервале глубин от 0,4 м до 1,5 м, мощность слоя – 1,1 м. В скважинах 23-30 – мощность слоя – 2,7 м, в скважинах 315-316 – мощность слоя – 0,4 м;

ИГЭ-3 – суглинок твердый, светло-коричневый, просадочный первого типа, вскрыт на глубине 1,5 м скважинами 23-30. Начальное давление просадки – 1,6 кг/см^2, мощность слоя – 1,5-2,5 м;

ИГЭ-4 – песок пылеватый, средней плотности, влажный, вскрыт: под ИГЭ-2 скважиной 31 – мощность слоя – 1,0 м; скважинами 138-154 под ИГЭ-2 – мощность слоя – 2,6 м; скважинами 32-137 вскрыт под ИГЭ-1 мощность слоя – 2,6 м, скважинами 166-314 под ИГЭ-1, мощность слоя – 2,6 м, скважинами 317-568 под ИГЭ-1, мощность слоя – 3,6 м;

ИГЭ-5 – супесь твердая, светло-коричневая, просадочная первого типа, с примесью дресвы и щебня 10-15 %, вскрыта скважиной 155 под ИГЭ-1. Начальное давление просадки – 1,6 кг/см^2, мощность слоя – 0,8 м;

ИГЭ-6 – коренные породы (андезиты), сильно выветрившиеся, (кора выветривания), средней прочности, вскрыты в скважине 155 под ИГЭ-5 на глубине 1,2 м, мощность слоя – 0,3 м, скважинами 156-165 под ИГЭ-1, мощность слоя – 0,4 м;

ИГЭ-7 – скальный грунт (андезиты), вскрыт: скважиной 155 под ИГЭ-6 на глубине 1,5 м, мощность слоя – 1,5 м; скважинами 156-165 под ИГЭ-6, мощность слоя – 2,2 м;

ИГЭ-8 – песок мелкий, средней плотности, серый, сухой, вскрыт скважинами 315-316 под ИГЭ-2 на глубине 0,8 м, мощность слоя – 1,7 м; скважиной 588 под ИГЭ-1 мощность слоя – 3,6 м;

ИГЭ-9 – песок средней плотности, серый, влажный, вскрыт скважинами 135-136 под ИГЭ-8 на глубине от 2,4-4,0 м, мощность слоя – 1,5 м;

ИГЭ-10 – песок средней плотности, серый, влажный, вскрыт скважинами 135-136 под ИГЭ-9 на глубине от 4,0-7,0 м, мощность слоя – 3,0 м;

ИГЭ-11 – песок пылеватый с примесью дресвы, щебня 10 % вскрыт: скважинами 569-587 под ИГЭ-1 на глубине от 0,4-3,0 м, мощность слоя – 2,6 м; скважинами 589-628 под ИГЭ-1 на глубине от 0,4-3,0 м, мощность слоя – 2,6 м; скважиной 629 под ИГЭ-1 на глубине от 0,4-1,0 м, мощность слоя – 0,6 м; скважинами 630-631 под ИГЭ-1 на глубине от 0,4-3,0 м, мощность слоя – 2,6 м;

ИГЭ-12 – валунный грунт составом: валунов – 60 %, гравия – 15 %, гальки – 15 %, песчаного заполнителя – 10 % вскрыт скважиной 629 под ИГЭ-11, мощностью 2,0 м; скважинами 632-633 под ИГЭ-1 на глубине от 0,4-1,4 м, мощность слоя – 1,0 м;

ИГЭ-13 – песок пылеватый, сухой, плотный вскрыт: скважинами 632, 633 под ИГЭ-12, мощность слоя – 1,4-2,5 м; скважинами 635, 637-660 под ИГЭ-1, мощность слоя – 1,0 м; скважинами 636, 666, 669, 679, 696 под ИГЭ-1, мощность слоя – 2,6 м; скважиной 677 под ИГЭ-1 мощность слоя – 4,6 м; скважинами 694, 707-772 под ИГЭ-1 мощность слоя – 3,6 м;

ИГЭ-14 - песок пылеватый, сухой, плотный, с примесью дресвы и гравия более 10 %, вскрыт: скважинами 632-633 под ИГЭ-13 на глубине 2,5-4,0 м, мощность слоя – 1,5 м; скважиной 634 под ИГЭ-1, мощность слоя – 2,6 м; скважиной 635 под ИГЭ-13, мощность слоя – 1,1 м; скважинами 637-660 под ИГЭ-13, мощность слоя – 1,1 м, под ИГЭ-12 – мощность слоя – 1,5 м, скважинами 661, 664 под ИГЭ-1 мощность слоя – 3,6 м; скважиной 665 под ИГЭ-1 мощность слоя – 1,0 м; скважинами 662, 664 под ИГЭ-13, мощность слоя – 2,6 м; скважинами 667, 668, 670-676, 678, 680-693, 695, 697-706 под ИГЭ-1 мощностью 1,3 м;

ИГЭ-15 – щебенистый грунт, составом: щебень – 60 %, глыбы – 10 %, дресва – 10 %, песок разнозернистый – 20 % вскрыт: скважиной 665 под ИГЭ-14 мощностью 1,6 м; скважинами 667, 668, 670-676, 678, 680-693, 695, 697-706 под ИГЭ-14 мощностью 1,3 м.

Основанием для фундаментов служат: суглинок твердый, просадочный первого типа, супеси твердые не просадочные и просадочные первого типа, пески пылеватые, пески пылеватые с примесью дресвы и щебня.

Нормативные и расчетные характеристики грунтов приведены в Таблице 1.

Таблица 1

Нормативные и расчетные характеристики грунтов

№ ИГЭ	Наименование грунта	$\rho_н$	ρ_{II}	ρ_I	C_{II}	C_I	φ_{II}	φ_I	E	R_o
1	почвенно-растительный слой	1,7	1,54	1,47	Прорезается фундаментами					
2	супесь твердая, не просадочная	1,84	1,80	1,67	24,34	18,66	20	19	19	200
3	суглинок твердый, просадочный	1,69	1,62	1,53	20,0	15,33	19	18	14	100
4	песок пылеватый, средней плотности, влажный	1,56	1,41	1,35	5,2	4,0	31	29	28	150
5	супесь твердая, просадочная первого типа	1,85	1,73	1,68	14,78	11,33	26	25	24	300
6	коренные породы (андезиты)	1,92	1,83	1,74	-	-	-	-	-	600
7	скальный грунт (андезиты)	1,90	1,87	1,72	-	-	-	-	-	600
8	песок мелкий, средней плотности, серый, сухой	1,59	1,44	1,38	5,2	4,0	31	30	28	150
9	песок средней плотности, серый, влажный	1,67	1,59	1,51	5,2	4,0	30	29	28	150
10	песок средней плотности, серый, влажный	1,67	1,51	1,45	5,2	4,0	31	29	28	150

Продолжение таблицы 1

№ ИГЭ	Наименование грунта	$\rho_н$	ρ_{II}	ρ_I	C_{II}	C_I	φ_{II}	φ_I	E	R_0
11	песок пылеватый с примесью дресвы, щебня	1,74	1,61	1,51	5,2	4,0	31	30	28	250
12	валунный грунт	1,98	1,89	1,80	-	-	-	-	-	600
13	песок пылеватый, сухой, плотный	1,67	1,58	1,45	3,5	2,7	27	26	18	250
14	песок пылеватый, сухой, плотный, с примесью дресвы и гравия	1,71	1,62	1,55	5,2	4,0	31	30	28	250
15	щебенистый грунт	1,80	1,71	1,63	-	-	-	-	-	500

где:

ρ - плотность грунта, т/м^3;

С - удельное сцепление, кПа;

φ - угол внутреннего трения, градус;

Е - модуль деформации, МПа;

R_0 - расчетное сопротивление, кПа.

Коррозионная агрессивность грунтов по ГОСТ 9.602-2005:

к углеродистой стали – от низкой до высокой;

к свинцовой оболочке кабеля – от низкой до средней;

к алюминиевой оболочке кабеля – от средней до высокой.

Степень агрессивного воздействия грунтов на бетонные и железобетонные конструкции по содержанию сульфатов для бетонов на всех видах цемента – неагрессивная.

Степень агрессивного воздействия грунта по содержанию хлоридов на железобетонные конструкции - неагрессивная.

Грунтовые воды выработками глубиной 3,0-4,0 м не вскрыты.

Территория потенциально не подтопляемая.

Грунты не засоленные.

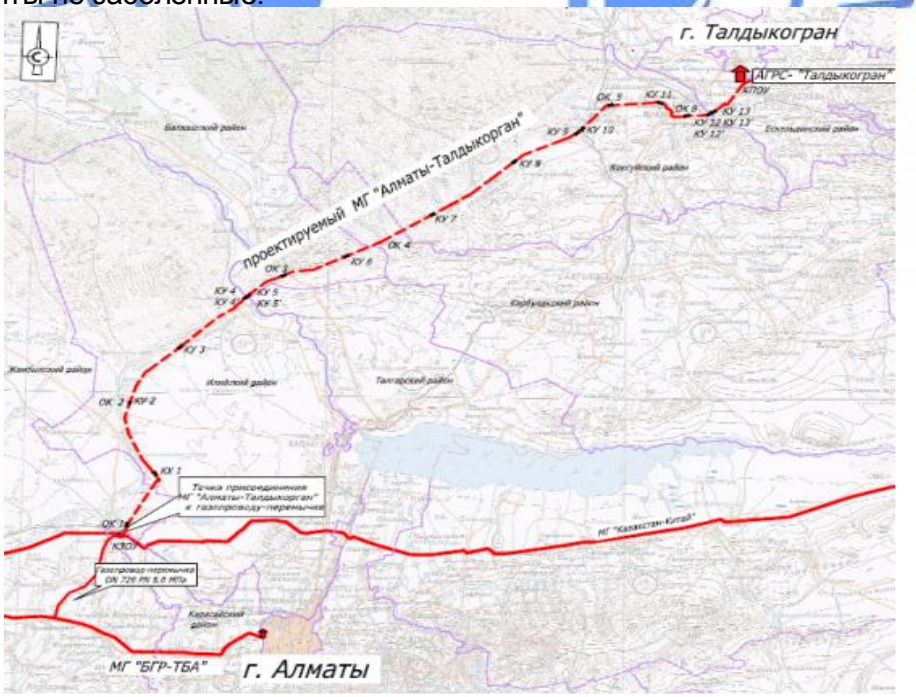


Рисунок 1 - *Ситуационный план трассы газопровода*

6.2 Проектные решения

Проектом предусматривается строительство распределительного газопровода высокого давления диаметром 530 мм от существующего кранового узла между узлом замера и редуцирования газа на перемычке «Узынагаш» между МГ «Казахстан-Китай» и МГ «БГР-ТБА» до АГРС «Талдыкорган» с сопутствующими сооружениями.

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.

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

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

Технические показатели подъездных дорог

№ п/п	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», ПК62+00	583,3	2624,85
4	Подъезд к КУ-1, ПК300+00	112,6	506,7
5	Подъезд к КУ-2, ПК541+68,8 с ОК-2 газопровода-отвода на АГРС «Акший»	69,0	310,5
6	Подъезд к КУ-3, ПК757+24	116	522
7	Подъезд к КУ-4 и КУ-4', ПК1009+61,4 на переходе через реку Или	129,8	584,1
8	Подъезд к КУ-5 и КУ-5', ПК1015+69,4	40,12	180,54
9	Подъезд к ОК-3 газопровода-отвода на АГРС «Баканас», ПК1141+37,4	167,5	753,75
10	Подъезд к КУ-6, ПК1291+76,5	147,7	664,65
11	Подъезд к ОК-4 газопровода-отвода на АГРС-«Сарыозек», ПК1405+76,6	138,3	622,350
12	Подъезд к КУ-7, ПК1569+76,6	95,7	430,65
13	Подъезд к КУ-8, ПК1854+40	86,6	389,7
14	Подъезд к КУ-9, ПК2059+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», ПК2190+00	14,7	66,15
17	Подъезд к КУ-11, ПК2345+00	622,7	2802,15
18	Подъезд к ОК-6 на АГРС «Балпык би», ПК2443+00	205,4	924,30
19	Подъезд к КУ-12, КУ-12' на переходе через реку Коксу ПК2506+77,3	215,2	968,40
20	Подъезд к КУ-13, КУ-13' на переходе через реку Коксу, ПК2516+40	1139,1	5125,950
21	Подъезд к УПОУ (узел приема очистного устройства), ПК2646+00	108,1	486,450
22	Подъезд к площадке ОК-7 на газопроводе-отводе на АГРС «Талдыкорган», ПК2648+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.

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.

Технические 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.

6.2.2 Технологические решения

Строительство газопроводов

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».

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 типа Метран ТА150 с клапанным блоком, датчиком температуры ТСПУ типа 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 типа 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 диаметром 530 мм класса прочности К-52, К-60 с трехслойным заводским антикоррозионным покрытием толщиной 3,0 мм ГОСТ 20295-85:

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).

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, типа «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:

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

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

на остальных участках - 1,0 м.

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 стальным 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 диаметром 720х11 мм для газопровода диаметром 530 мм ГОСТ 20295-85.

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.

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.

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	- 100000 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 ºС;
резервирование по пропускной способности системы редуцирования	- 100 % резерв;
одоризация	- автоматическая, пропорциональная расходу газа;
аварийная сигнализация	- дистанционная передача общего аварийного сигнала;
электропитание	- 380/220 В.

В составе оборудования АГРС предусматривается:

1) Узел переключения, размещаемый в блок-боксе с габаритными размерами 6х3х3 м, вход газа в АГРС диаметром 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 110º С и подается на кожухо-трубчатый теплообменник, где 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:

диаметром 400 мм – основная измерительная линия;

диаметром 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:

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 380/220 В 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 нем 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 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:

расчетное потребление газа	- 200000 нм^3/час;
общая протяженность газопровода диаметром 530 мм	- 264,855 км,
в том числе:	
выполненные объемы линейной части газопровода	- 209,518 км;
остаточные объемы линейной части газопровода	- 55,337 км;
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.

Защита газопроводов 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 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 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 типа 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 типа Sinaut.

Основой линейных контролируемых пунктов крановых узлов линейной части является контроллер типа 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 ЗСССА экранированной витой парой;

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

Внешние проводки выполнены контрольными кабелями с медными жилами различной емкости.

6.2.3 Строительные решения

Все здания и сооружения приняты блочно-модульные полной заводской готовности.

Технологический узел учета газа

Основанием под фундаменты служит супесь твердая, непросадочная.

Фундаменты выполняются по подготовке из щебня толщиной 100 мм.

Фундаменты под площадку технологического учета газа выполнены в виде сборных железобетонных плит толщиной 170 мм по ГОСТ 21924.0-84.

Опора под технологические трубопроводы выполнена из стальных бесшовных горячекатаных труб по ГОСТ 10704-91, которая приваривается к закладной детали, расположенной в монолитном железобетонном отдельностоящем столбчатом фундаменте. Материал конструкций фундамента: бетон класса В15, арматура класса А-III, А-I по ГОСТ 5781-82*.

Навес над площадкой обслуживания с габаритными размерами в плане 3,0х3,0 м и высотой до низа несущих конструкций 2,88-3,36 м.

Конструктивная схема навеса – рамно-связевой стальной каркас, представляет собой пространственную систему, состоящую из поперечных рам и вертикальных связей между стойками рам, в которой вертикальные нагрузки воспринимает и передает основанию рамный каркас, а горизонтальные нагрузки - совместно рамный каркас и вертикальные связи. Соединение стоек рам с фундаментами – жесткое.

Фундаменты под стойки навеса - отдельностоящие столбчатого типа с удлиненными подколонниками. Материал конструкций фундамента: бетон класса В15, арматура класса А-III, А-I по ГОСТ 5781-82*.

Под подошвой колонки выполняется по подготовке из щебня толщиной 100 мм.

Стойки и балки навеса выполнены из прокатных двутавров по ГОСТ 26020-83.

Прогоны из прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97.

Связи – прокатные спаренные уголки по ГОСТ 8509-93.

Кровля профилированный лист по стальным прогонам.

Материал стальных конструкций – сталь С245.

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 монтажные соединения – на монтажной сварке.

Охранные крановые узлы

Основанием под колонку продувной свечи служит:

супесь твердая, просадочная первого типа для ОК-1;

песок пылеватый, средней плотности, влажный для ОК-3, ОК-4;

песок пылеватый с примесью дресвы и щебня до 10 % для ОК-5, ОК-6.

Устранение просадочных свойств грунтов не выполняется, так как начальное давление под подошвой фундаментов, не превышает начальное давление просадки.

Колонка продувной свечи – представляет собой отдельностоящее, полузаглубленное, монолитное железобетонное сооружение, пирамидальной формы, с уширенной частью в виде фундамента понизу. Материал конструкций: бетон класса В15, арматура класса А-III, А-I по ГОСТ 5781-82*.

Под подошвой колонки выполняется по подготовке из щебня толщиной 100 мм.

По периметру ОК-1 выполняется асфальтобетонная отмостка.

Узел запуска очистного устройства (УЗОУ). Узел приема очистного устройства (УПОУ)

Основанием под фундаменты узла запуска очистного устройства (УЗОУ) служит супесь твердая, просадочная первого типа.

Устранение просадочных свойств грунтов не выполняется, так как начальное давление под подошвой фундаментов, не превышает начальное давление просадки.

Основанием под фундаменты узла приема очистного устройства (УПОУ) служит песок пылеватый, плотный.

Фундаменты:

под оборудование и под технологические опоры, под опору площадки и под лестничный марш – монолитные железобетонные, отдельностоящие;

под блок-бокс – ленточные монолитные железобетонные.

Материал конструкций фундаментов: бетон класса В15, арматура класса А-III, А-I по ГОСТ 5781-82*. Фундаменты выполняются по подготовке из щебня толщиной 100 мм, в месте расположения фундаментов с просадочными грунтами - по бетонной подготовке из бетона класса В7,5 толщиной 100 мм.

Опоры под технологические трубопроводы выполнены из стальных бесшовных горячекатаных труб по ГОСТ 10704-91. Траверсы выполнены из прокатного швеллера по ГОСТ 8240-97.

Площадка подъема в блок-бокс выполнена в стальном каркасе из прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97. Верх площадки расположен на отметке 1,15 м от земли, покрытие площадки - рифленая сталь по ТУ 36.26.11-5-89. Для подъема на площадку запроектирована лестница с косоурами из прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97 и ступенями из рифленой стали по прокатным уголкам по ГОСТ 8509-93. Площадка опирается на стальную стойку, выполненную из стальных бесшовных горячекатаных труб по ГОСТ 10704-91.

Переходной мостик (УПОУ) выполнен в стальном каркасе из прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97. Верх площадки переходного мостика расположен на отметке 1,30 м, покрытие площадки - рифленая сталь по ТУ 36.26.11-5-89. Косоуры выполнены из прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97, ступени из рифленой стали по прокатным уголкам по ГОСТ 8509-93.

Колонка продувной свечи – представляет собой отдельностоящее, полузаглубленное, монолитное железобетонное сооружение, пирамидальной формы, с уширенной частью в виде фундамента понизу. Материал конструкций: бетон класса В15, арматура класса А-III, А-I по ГОСТ 5781-82*.

Площадка под трансформаторы (УПОУ) выполнена из сборных железобетонных плит толщиной 140 мм по ГОСТ 21924.0-84 по щебеночной подготовке толщиной 100 мм. Для заезда на площадку предусмотрен бетонный пандус.

Линейные крановые узлы (КУ)

Основанием под фундаменты служит:

песок пылеватый, средней плотности для КУ-1, КУ-2, КУ-3, КУ-6, КУ-7, КУ-8;

песок мелкий, средней плотности для КУ-4, КУ-4/, КУ-5, КУ-5/;

песок пылеватый с примесью дресвы и щебня для КУ-9 - КУ-10;

песок пылеватый, плотный сухой для КУ-11;

валунный грунт для КУ-12, КУ-12/, КУ-13, КУ-13/.

Фундаменты:

под блок-бокс – ленточные монолитные железобетонные.

под опору площадки и под лестничный марш – монолитные железобетонные, отдельностоящие;

под шаровой кран – сборные железобетонные индивидуального изготовления;

под анкерные опоры – отдельностоящие, монолитные железобетонные столбчатого типа, с удлиненными подколонниками, в которых замоноличен блок анкерных болтов.

Материал фундаментов для всех фундаментов, кроме фундаментов под анкерные опоры: бетон класса В15, арматура класса А-III, А-I по ГОСТ 5781-82*. Под фундаменты выполняется подготовка из щебня толщиной 100 мм.

Материал фундаментов под анкерные опоры: бетон класса В25, арматура класса А-III, А-I по ГОСТ 5781-82*. Под фундаменты выполняется подготовка из бетона класса В7,5 толщиной 100 мм.

По периметру фундаментов под анкерные опоры выполняется асфальтобетонная отмостка по уплотненному грунту.

Площадка подъема в блок-бокс выполнена в стальном каркасе из прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97. Верх площадки расположен на отметке 1,15 м от земли, покрытие площадки - рифленая сталь по ТУ 36.26.11-5-89. Для подъема на площадку запроектирована лестница с косоурами из прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97 и ступенями из рифленой стали по прокатным уголкам по ГОСТ 8509-93. Площадка опирается на стальную стойку, выполненную из стальных бесшовных горячекатаных труб по ГОСТ 10704-91.

Колонка продувной свечи – представляет собой отдельностоящее, полузаглубленное, монолитное железобетонное сооружение, пирамидальной формы, с уширенной частью в виде фундамента понизу. Материал конструкций: бетон класса В15, арматура класса А-III, А-I по ГОСТ 5781-82*.

Охранные крановые узлы

Основанием под фундаменты служит песок пылеватый, плотный сухой.

Фундамент под крановый узел – сборный железобетонный, индивидуального изготовления. Материал конструкций фундамента: бетон класса В15, арматура класса А-III, А-I по ГОСТ 5781-82*. Фундамент выполняются по подготовке из щебня толщиной 100 мм.

Колонка продувной свечи – представляет собой отдельностоящее, полузаглубленное, монолитное железобетонное сооружение, пирамидальной формы, с уширенной частью в виде фундамента понизу. Материал конструкций: бетон класса В15, арматура класса А-III, А-I по ГОСТ 5781-82*.

АГРС «Талдыкорган»

Основанием под фундаменты служит песок пылеватый, плотный.

Под узлы: переключения, очистки газа и подогрева; под блок редуцирования газа; под блок подготовки теплоносителя, под блок автоматической одоризации газа (БАОГ), под узел учета расхода газа, под блок операторной, под трансформаторную подстанцию, под узел учета расхода газа, под блок-бокс КИПиА, под ГРПШ-1-1Н выполнены площадки из сборных железобетонных плит толщиной 170 мм по ГОСТ 21924.0-84 по подготовке из щебня толщиной 100 мм.

Подземные стальные емкости: одоранта, сбора конденсата, теплоносителя, аккумулятора импульсного газа устанавливаются на песчаные подушки.

Опоры под технологические трубопроводы выполнены из стальных бесшовных горячекатаных труб по ГОСТ 10704-91.

Фундаменты под опоры и под оборудование – монолитные железобетонные, отдельностоящие. Материал конструкций фундаментов: бетон класса В15, арматура класса А-III, А-I по ГОСТ 5781-82*. Фундаменты выполняются по подготовке из щебня толщиной 100 мм.

Переходной мостик выполнен в стальном каркасе из прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97. Покрытие площадки переходного мостика - рифленая сталь по ТУ 36.26.11-5-89. Косоуры выполнены из прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97, ступени - из рифленой стали по прокатным уголкам по ГОСТ 8509-93.

Навес над узлом учета расхода газа выполнен прямоугольной формы в плане с габаритными размерами в осях 7,0х5,0 м, высотой до низа несущих конструкций покрытия 3,0-3,5 м.

Конструктивная схема навеса – рамно-связевой стальной каркас, представляет собой пространственную систему, состоящую из поперечных рам и вертикальных связей между стойками рам, в которой вертикальные нагрузки воспринимает и передает основанию рамный каркас, а горизонтальные нагрузки совместно рамный каркас и вертикальные связи. Соединение стоек рам с фундаментами – жесткое. Шаг рам – 3,5 м, пролет 7,0 м.

Фундаменты под стойки навеса - отдельностоящие, столбчатого типа с удлиненными подколонниками. Материал конструкций фундамента: бетон класса В15, арматура класса А-III, А-I по ГОСТ 5781-82*.

Стойки и балки навеса выполнены из прокатных двутавров по ГОСТ 26020-83.

Прогоны - из прокатных швеллеров по ГОСТ 8240-97.

Связи – прокатные спаренные уголки по ГОСТ 8509-93.

Кровля - профилированный лист по стальным прогонам.

Материал стальных конструкций – сталь С245.

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 монтажные соединения - на монтажной сварке.

Защита строительных конструкций

Защита строительных конструкций от коррозии производится в соответствии с требованиями СНиП РК 2.01-19-2004.

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

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

Степень очистки поверхности стальных конструкций от окислов, по ГОСТ 9.402-2004 – 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 РК 2.01-19-2004.

Антисейсмические мероприятия

Антисейсмические конструктивные мероприятия разработаны в соответствии с требованиями СНиП РК 2.03-30-2006* «Строительство в сейсмических районах», с учетом расчетной сейсмичности площадки строительства и категории грунтов по сейсмическим свойствам.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

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 учетом 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.

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».

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.

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.

Электротехнические решения

В соответствии с техническими условиями, выданными АО «Алатау Жарық Компаниясы» от 25 августа 2010 года № 25.1-3369, продленными дополнением к ТУ, от 27 декабря 2011 года № 25.1-5497, АО «ТАТЭК» от 27 августа 2010 года № 20-106, № 20-107, № 20-108, продленных дополнениями к ТУ от 27 декабря 2011 года № 25.1-5497 от 18 апреля 2016 года № 20-193/126, № 20-194/127, № 20-195/128, электроснабжение осуществляется от ближайших опор, существующих ВЛ 10 кВ.

Для решения вопроса электроснабжения линейных сооружений магистрального газопровода предусматривается строительство вдоль магистрального газопровода 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 возле КУУГ с операторной, КЗОУ и АГРС.

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

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

ВЛ 10 кВ выполняется голым проводом марки АС-50 на железобетонных стойках типа СВ-105. На переходе через ж/д принят провод АС-70. Изоляторы приняты штыревые типа ШФ-и подвесные типа ПФ.

Установка опор ВЛ 10 кВ предусматривается в соответствии с типовыми решениями по серии 3.407.1-143.

Для потребителей II категории в качестве второго источника приняты ДЭС мощностью 12 кВт. Для обеспечения работы системы автоматики при отключении напряжения устанавливаются аккумуляторы 24 В постоянного тока с автоматической подзарядкой.

Учет электроэнергии

Учет электроэнергии для всех линейных потребителей осуществляется однофазными и трехфазными электронными счетчиками с передачей данных в пункт управления.

Защитные мероприятия

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.

В качестве молниеотводов используются молниеотводы отдельностоящие и совмещенные с прожекторной мачтой.

Отдельностоящие молниеотводы устанавливается на крановых узлах. Молниеотводы - совмещенные с прожекторной мачтой на УЗОУ, УПОУ, АГРС «Талдыкорган».

В качестве заземляющих устройств используются искусственные заземлители из круглой стали диаметром 16,0 мм, длиной 3,0 м и 5,0 м по ГОСТ 2590-2006, соединенные стальной полосой 40х4 мм по ГОСТ 103-2006.

Электроосвещение

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

Для технологических площадок предусмотрены следующие виды освещения:

рабочее освещение;

аварийное освещение;

ремонтное освещение переносными светильниками.

Для освещения приняты:

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

в блоках КИПиА - светильники с люминесцентными лампами.

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 произведен в соответствии с назначением помещений и характеристиками окружающей среды. Групповые сети во взрывоопасных помещениях выполнены кабелем ВВГз, прокладываемым по строительным конструкциям.

Управление освещением - местное со щита и отдельными выключателями.

Наружное освещение

Наружное освещение выполняется для следующих площадок:

узел запуска очистного устройства УЗОУ;

линейные крановые узлы КУ;

узел приема очистного устройства УПОУ;

АГРС «Талдыкорган».

Предусматриваются прожекторные мачты и опоры освещения заводского изготовления со светильниками с натриевыми, ртутными лампами. Питание сетей освещения осуществляется от щитов освещения, устанавливаемых в блок-боксах. Управление освещение – автоматическое от фотореле и дистанционное из блок-боксов соответствующих площадок.

Технические показатели:

категория надежности электроснабжения - II, III;

расчетная мощность электроприемников - 73,8 кВт.

Системы связи и сигнализации

Телемеханика

Проектом предусмотрены технические решения по контролю параметров оборудования магистрального газопровода и управлению линейными и охранными кранами из пункта управления ПУ.

На магистральном газопроводе 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 двухуровневая структура, имеющая два 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 «Талды-корган»;

нижний уровень - ЛКП, САУ АГРС.

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, передается в программируемый контроллер, 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.

Основой линейных контролируемых пунктов крановых узлов линейной части является контроллер.

Верхний уровень

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;

основного сервера.

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 диаметром 40 мм, сверху – сигнальная лента. На надземных переходах кабель прокладывается в стальной трубе.

Оптическое оборудование мультиплексирования является основной магистралью, которая поддерживает передачу данных по оптиковолоконным каналам.

Дополнительной магистралью является спутниковый терминал на базе оборудования системы спутниковой связи, обеспечивающей телефонную связь, передачу данных.

Производственно-технологическая УКВ радиосвязь

Проектом предусматривается организация линейно-диспетчерской УКВ (мобильной) радиосвязи, основанной на новейшем стандарте цифровой радиосвязи и передачи данных.

Базовые станции устанавливаются на двенадцати площадках (узлах связи), что обеспечивает площадь радиопокрытия вдоль магистрального газопровода с минимальным радиусом 15-20 км для возимых радиостанций. Для обслуживающего персонала предусматриваются носимые радиостанции с зарядным устройством.

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

В качестве опор использованы башни (мачты) связи высотой 20,0 м.

Для организации УКВ связи применяются ретрансляторы.

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 узла запуска очистного устройства УЗОУ;

площадка узла приема очистного устройства УПОУ;

АГРС «Талдыкорган».

В качестве основного средства обнаружения применяется изделие «Годограф-Универсал». Изделие обеспечивает создание одного или двух участков рубежа охраны длиной до 250 м каждый. Прокладка магистральных сигнальных кабелей выполняется в коробе, металлорукаве.

Видеонаблюдение

В проекте техническими средствами видеонаблюдения оборудуется:

площадки линейных крановых узлов КУ1, 3 – 13;

площадка линейных крановых узлов КУ2 совмещенная с ОК2;

площадки узла запуска очистного устройства УЗОУ;

площадка узла приема очистного устройства УПОУ;

АГРС «Талдыкорган».

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

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Проект выполнен согласно действующим на территории Республики Казахстан нормативным требованиям, которые учитывают все возможные чрезвычайные обстоятельства при эксплуатации объекта.

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 учетом 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;

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.

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.

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

6.4 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.

Получено заключение 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.

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

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

Получено заключение государственной экологической экспертизы на корректировку проекта «Оценка воздействия на окружающую среду» к проекту «Строительство магистрального газопровода Алматы – Талдыкорган Алматинской области» от 15 августа 2016 года № В3-0297/16, выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Алматинской области».

6.5 Организация строительства

Проект организации строительства разработан на основании задания на проектирование, проектно-сметной документации, СН РК 1.03-00-2011* «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений», введенного в действие приказом Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан, от 1 июля 2013 года № 137-нқ, «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» (СНиП РК 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 учетом выполнения максимального объема работ вне строительной площадки, путем поставки материалов и конструкций с предприятий строительной индустрии Республики Казахстан.

Нормативная продолжительность строительства определена согласно СНиП РК 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 № 26-26/914 от 13 мая 2016 года, выданного акиматом Алматинской области ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области».

Технические показатели:

нормативная продолжительность строительства - 16 месяцев.

6.6 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» и СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» на основании сборников сметных норм и расценок, задания на проектирование, принятых проектных решений, актов выполненных работ Ф-2, справок о стоимости выполненных работ КС-3, ведомости выполненных и остаточных объемов работ, подписанных заказчиком ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области», генпроектировщиком ТОО «КАТЭК», генподрядчиком ТОО «Акниет-БН».

Сметная стоимость выполненных работ в 2012, 2013 годы принята на основании актов выполненных работ Ф-2, справок о стоимости выполненных работ КС-3, подписанных заказчиком и подрядчиком. Выполненные объемы работ просчитаны в ценах утвержденного проекта.

Сметная документация на остаточные объемы работ составлена с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 5.5.1) по выпуску сметной документации в базовых ценах 2001 года.

Сметная стоимость строительства в сметной документации определена базово-индексным методом, который основан на использовании текущих индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном уровне цен 2001 года и согласно пунктам 2.1 и 5.1

СН РК 8.02-02-2002 служит ориентиром (в качестве максимальной цены) при осуществлении закупа подрядных строительных услуг заказчиком.

При составлении смет использованы:

сборники сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002), с учетом изменений и дополнений, выпуски 1-26;

сборники сметных цен и расценок на строительные работы, сборник сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин (СН РК 8.02-02-2002, СН РК 8.02-05-2002 и СН РК 8.02-03-2002), с учетом изменений и дополнений, выпуски 1-16;

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

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);

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

перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный заказчиком в 2016 году, согласно п. 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 4.3.5, 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002.

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы на строительные, монтажные и специальные строительные работы согласно приложению № 1 СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан»;

ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 6 % (СН РК 8.02-02-2002);

средства на временные здания и сооружения согласно СН РК 8.02-09-2002;

дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время по НДЗ-2001 (СН РК 8.02-07-2002) с учетом изменений и дополнений, выпуск 2;

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

Переход от базовых цен 2001 года в текущий уровень цен на каждый год строительства осуществлен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного в соответствии, 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 Закона Республики Казахстан «О республиканском бюджете на 2012-2014 годы» от 24 ноября 2011 года № 496-IV ЗРК, со статьей 9 п. 4 Закона Республики Казахстан «О Республиканском бюджете на 2013-2015 годы», от 23 ноября 2012 года № 54/V ЗРК, со статьей 10 п. 4 Закона Республики Казахстан «О республиканском бюджете на 2014-2016 годы», от 3 декабря 2013 года № 148-V, со статьей 11 п. 4 Закона Республики Казахстан «О республиканском бюджете на 2016-2018 годы» от 30 ноября 2015 года № 426-V ЗРК:

2011 год – 1 512 тенге;

2012 год – 1 618 тенге;

2013 год – 1 731 тенге;

2014 год – 1 852 тенге;

2016 год – 2 121 тенге.

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

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, устанавливаемом законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду

строительства, от сметной стоимости в текущем уровне с учетом налогов, сборов, обязательных платежей.

7 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка принятых проектных решений

В соответствии с Правилами определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам, утвержденными приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165, с изменениями, введенными в действие приказами от 3 ноября 2015 года № 685 и от 28 июля 2016 года № 335, разработчиком проекта установлен I (нормальный) уровень ответственности, технически сложный объект.

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 проекта учтены местные природно-климатические условия площадки строительства.

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

7.2 Дополнения и изменения, внесенные в проект, в процессе проведения экспертизы

В процессе рассмотрения, по замечаниям и предложениям филиала в городе Алматы РГП «Госэкспертиза» в проект «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган». Корректировка, внесены следующие изменения и дополнения:

Инженерно-геологические изыскания

1) Указан тип просадочности инженерно-геологических элементов ИГЭ-3, ИГЭ-5 и начальное давление просадки.

2) Указаны климатический, снеговой и ветровой районы.

3) Указана глубина промерзания крупнообломочных грунтов.

4) Указана температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 ºС.

5) Представлен план с расположением скважин и инженерно-геологические разрезы.

6) Представлены нормативные и расчетные физико-механические характеристики грунтов.

Конструктивные решения

7) В пояснительной записке откорректирована сейсмичность площадок строительства, добавлено 9 баллов для, согласно инженерно-геологическим изысканиям.

8) В пояснительной записке откорректирована степень агрессивности грунтов и исключено применение сульфатостойкого цемента.

9) Откорректированы ГОСТы на стальные конструкции.

10) Представлены расчеты несущих конструкций.

11) В общих данных дополнительно указаны просадочные грунты и сейсмичность площадок строительства.

12) На листе (01-АС-3) замаркировано сечение 2-2.

13) Откорректировано расположение связей в навесе над площадкой обслуживания (лист 01-АС-4). Описана в чертежах конструктивная схема навеса.

14) Указан материал и толщина подготовки под конструкцию колонки продувной свечи.

15) Откорректированы фундаменты под блок модули.

16) Указан материал и толщина подготовки под фундаменты.

17) Откорректирована маркировка фундаментов узла приема очистного устройства.

18) Откорректирована отметка площадки подъема в блок-модуль.

Технологические решения

19) Показано на планах устройство рабочего и приемного котлованов.

20) Показана привязка сбросных свечей.

21) Показаны футляры на участках переходов через реки.

22) Показаны диаметры и протяженность футляров.

Организация строительства

23) Откорректирован расчет нормативной продолжительности строительства согласно СНиП РК 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений».

Сметная документация

24) Откорректирована сметная документация согласно приказу РГУ «Комитет по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан» № 22-нқ от 4 июля 2016 года «Об утверждении нормативно-технических документов сметно-нормативной базы - 2001», вводящим в действие «Сборник сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции СН РК 8.02-04-2002 Изменения и дополнения. Выпуск 26» (программный комплекс АВС-4 редакция 5.5.1).

25) Откорректирована стоимость проектно-изыскательских работ (корректировка) согласно расчету.

26) Откорректирована стоимость экспертизы проекта (корректировка) согласно расчету.

27) Откорректирован размер затрат на услуги технадзора согласно приказу Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства № 170 от 2 мая 2012 года.

28) Откорректирован расчет затрат на авторский надзор согласно Приложению № 2 СНиП РК 1.03-03-2010.

29) Представлена карточка учета применения в сметной документации отечественных строительных материалов, изделий, конструкций и оборудования согласно СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» Приложение К.

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

31) Стоимость материалов и оборудования, отсутствующих в нормативной базе 2001 года определена по данным прайс-листов, утвержденных заказчиком.

32) Представлена форма КС-3 и Ф2 за выполненные работы в феврале 2015 года согласно акту сверки.

33) Учтены объемы заземлителя, согласно проектным решениям.

34) Учтены объемы трансформаторной подстанции, согласно проектным решениям.

35) Откорректировано количество кабеля, согласно проектным решениям.

36) Учтены объемы при устройстве подстилающих слоев из песчано-гравийной смеси, согласно проектным решениям.

37) Откорректированы объемы работ согласно проектным решениям и изменениям в проектных решениях по замечаниям филиала в городе Алматы РГП «Госэкспертиза».

Основные технико-экономические показатели по проекту представлены в Таблице 3.

Таблица 3

Основные технико-экономические показатели по проекту

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		+увеличение -снижение
			Заявленные	Рекомендуемые к утверждению	
1	Расчетное потребление газа	нм^3/час	200000	200000	-
2	Общая протяженность газопровода диаметром 530 мм	км	264,855	264,855	-
	в том числе:				
	выполненные объемы линейной части газопровода	км	209,518	209,518	-
	остаточные объемы линейной части газопровода	км	55,337	55,337	-
3	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года	млн. тенге	6 396,43	7 947,65	+1 551,22
	в том числе:				
	строительно-монтажные работы	млн. тенге	6 086,54	7 204,04	+1 117,50
	оборудование	млн. тенге	196,33	618,25	+421,92
	прочие	млн. тенге	113,56	125,36	+11,80
4	Общая сметная стоимость строительства в текущем уровне цен 2011,2012,2013,2014,2016 годов	млн. тенге	21 706,57	21 676,75	-29,82
	в том числе:				
	строительно-монтажные работы	млн. тенге	16 891,30	16 903,80	+12,50
	оборудование	млн. тенге	1 513,55	1 448,63	-64,92
	прочие	млн. тенге	3 301,72	3 324,32	+22,60
В том числе сметная стоимость строительства по годам:					
4.1	в текущем уровне цен 2011 года с МРП 1 512 тенге (стоимость ПИР)	млн. тенге	237,29	237,29	-
4.2	в текущем уровне цен 2012 года с МРП 1 618 тенге (выполненные объемы работ)	млн. тенге	9 918,47	9 898,16	-20,31
4.3	в текущем уровне цен 2013 года с МРП 1 731 тенге (выполненные объемы работ)	млн. тенге	4 998,37	5 003,79	+5,42
4.4	в текущем уровне цен 2014 года с МРП 1 852 тенге (стоимость ПИР)	млн. тенге	11,34	15,35	+4,01
4.5	в текущем уровне цен 2016 года с МРП 2 121 тенге (остаточные объемы работ)	млн. тенге	6 541,10	6 522,16	-18,94
5	Нормативная продолжительность строительства	мес.	16	16	-

В результате экспертизы:

улучшено качество проектной документации;

проектные решения приведены в соответствие с исходно-разрешительной документацией;

общая сметная стоимость строительства в текущем уровне цен 2011, 2012, 2013, 2014, 2016 годов снижена на 29,82 млн. тенге.

Снижение сметной стоимости строительства произошло за счет исключения необоснованно принятых объемов работ и затрат.

Сравнительный анализ основных стоимостных показателей по утвержденному и по скорректированному проектам приведен в Таблице 4.

Таблица 4

Сравнительная таблица

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		+увеличение -снижение
			По ранее утвержденному заключению от 16 мая 2012 года № 02-0271/12	Рекомендуемые к утверждению	
1	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года	млн. тенге	7 953,99	7 947,65	-6,34
	в том числе:				
	строительно-монтажные работы	млн. тенге	7 190,16	7 204,04	+13,88
	оборудование	млн. тенге	614,55	618,25	+3,70
	прочие	млн. тенге	149,28	125,36	-23,92
2	Общая сметная стоимость строительства	млн. тенге	**в текущем уровне цен 2011, 2012, 2013 годов**	**в текущем уровне цен 2011,2012, 2013, 2014, , 2016 годов**	+1 771,08
			19 905,67	21 676,75	
	в том числе:				
	строительно-монтажные работы	млн. тенге	15 514,42	16 903,80	+1 389,38
	оборудование	млн. тенге	1 326,03	1 448,63	+122,60
	прочие	млн. тенге	3065,22	3 324,32	+259,10

Изменение общей сметной стоимости строительства в текущем уровне цен 2011, 2012, 2013, 2014, 2016 годов по сравнению с ранее утвержденной общей сметной стоимостью, произошло в связи с пересчетом сметной стоимости остаточных работ в текущем уровне цен 2016 года, корректировкой стоимости материалов и оборудования, принятых по прайс-листам, согласно утвержденному заказчиком перечню оборудования, материалов, изделий.

8 ВЫВОДЫ

8.1 С учетом внесенных изменений и дополнений, проект «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган». Корректировка, соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

Расчетное потребление газа - 200000 нм^3/час.

Общая протяженность газопровода диаметром 530 мм - 264,855 км,

в том числе:

выполненные объемы линейной части газопровода - 209,518 км;

остаточные объемы линейной части газопровода - 55,337 км.

Общая сметная стоимость строительства
в базовых ценах 2001 года - 7 947,65 млн. тенге,
в том числе:
строительно-монтажные работы - 7 204,04 млн. тенге;
оборудование - 618,25 млн. тенге;
прочие - 125,36 млн. тенге.
Общая сметная стоимость строительства
в текущем уровне цен 2011, 2012, 2013,
2014, 2016 годов - 21 676,75 млн. тенге,
в том числе:
строительно-монтажные работы - 16 903,80 млн. тенге;
оборудование - 1 448,63 млн. тенге;
прочие - 3 324,32 млн. тенге.
Нормативная продолжительность строительства - 16 месяцев.

8.2 Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «КАТЭК» в соответствии с условиями договора от 29 июля 2016 года № 02-0142.

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

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

8.5 С выходом настоящего заключения ранее выданное заключение № 02-0271/12 от 16 мая 2012 года по проекту «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган» считать утратившим силу.

8.6 Разработка проектной документации на стадии «Проект» не дает права производства строительно-монтажных работ. 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». Түзету жобасы Қазақстан Республикасындағы қолданылымдағы нормативтік құқықтық актілер мен мемлекеттік нормативтер талаптарына сәйкес келеді және келесі негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен белгіленген тәртібі бойынша бекітілуге ұсынылады:

Газдың есептік тұтынылуы - 200000 нм^3/сағ.
530 мм диаметрлі газ құбырының жалпы ұзындығы - 264,855 км,
соның ішінде:
газ құбырының желілік бөлігінің орындалған көлемі - 209,518 км;
газ құбырының желілік бөлігінің қалған көлемі - 55,337 км.
2001 жылғы базалық бағамен алынған
құрылыстың жалпы сметалық құны - 7 947,65 млн. теңге,
соның ішінде:
құрылыс-монтаж жұмыстары - 7 204,04 млн. теңге;
жабдықтар - 618,25 млн. теңге;
басқа шығындар - 125,36 млн. теңге.
2011, 2012, 2013, 2014, 2016 жылдардағы ағымдағы
деңгейдегі бағамен алынған құрылыстың
жалпы сметалық құны - 21 676,75 млн. теңге,
соның ішінде:

құрылыс-монтаж жұмыстары	- 16 903,80 млн. теңге;
жабдықтар	- 1 448,63 млн. теңге;
басқа шығындар	- 3 324,32 млн. теңге.
Құрылыстың нормативті ұзақтығы	- 16 ай.

8.2 Осы сараптамалық қорытынды 2016 жылғы 29 шілдедегі № 02-0142 шарттағы ережелерге сәйкес, дұрыстығы «КАТЭК» ЖШС кепілденген және тапсырысшымен бекітілген жобалауға арналған бастапқы материалдарды (деректерді) есепке ала отырып орындалды.

8.3 Тапсырыс беруші құрылыс кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдарын және құралымдарын барынша көбірек пайдалансын.

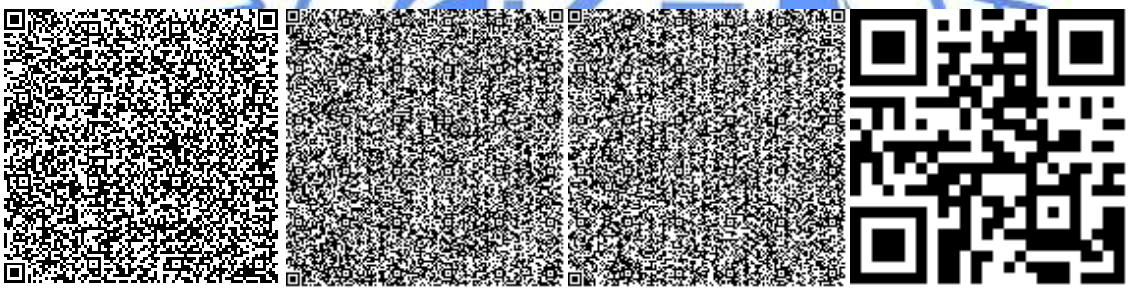
8.4 Тапсырыс беруші жобалау ұйымынан жоба бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оның осы сараптау қорытындысына сәйкестігін тексерсін.

8.5 Осы қорытындының шығуымен 2012 жылғы 16 мамырдағы «Алматы-Талдықорған» магистральді газ құбырын салу» жобасы бойынша бұрын берілген № 02-0271/13 қорытындысының күші жойылды деп танылсын.

8.6 «Жоба» сатысындағы жобалау құжаттамасын әзірлеу құрылыстық-монтаждық жұмыстарын жүргізуге құқық бермейді. Құрылыстық-монтаждық жұмыстарын жүргізу үшін бекітілген жобаға сәйкес жұмыс құжаттамасын дайындау қажет.

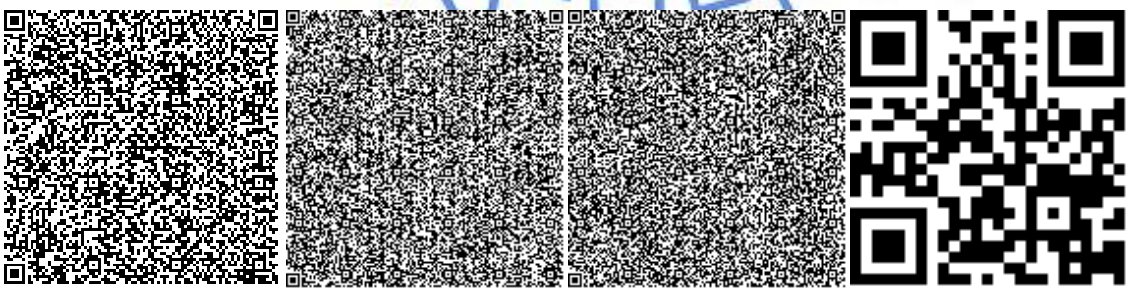
Балтагулов Д.Ш.

Заместитель директора



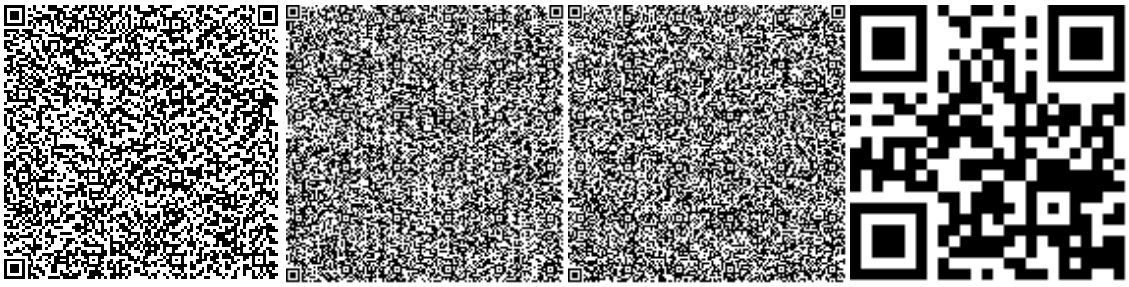
Курмангалиев М.Б.

Начальник производственного отдела



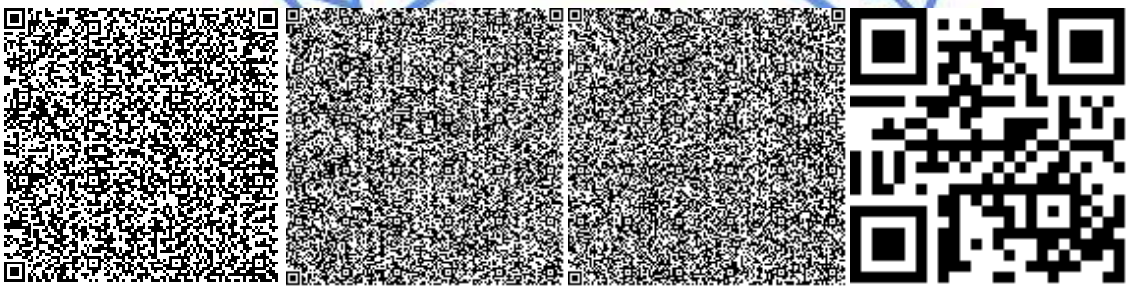
Литовник В.А.

Эксперт



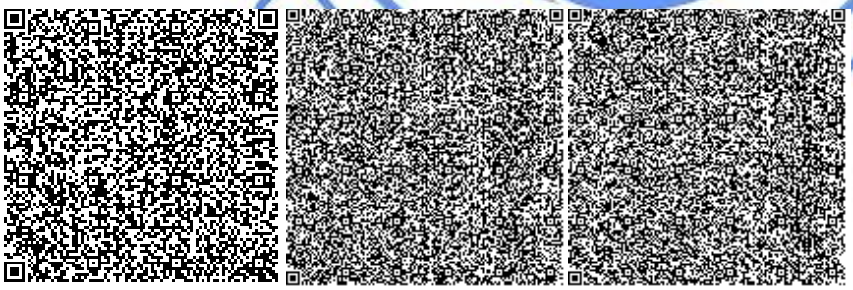
Кожакулов Б.К.

Эксперт



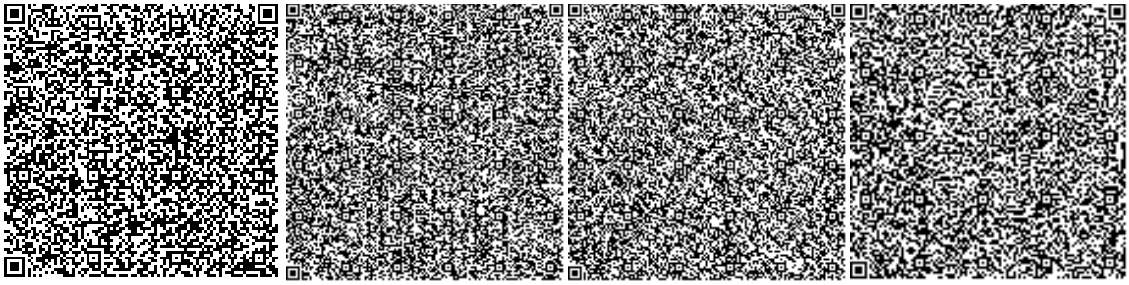
Гоголь О.А.

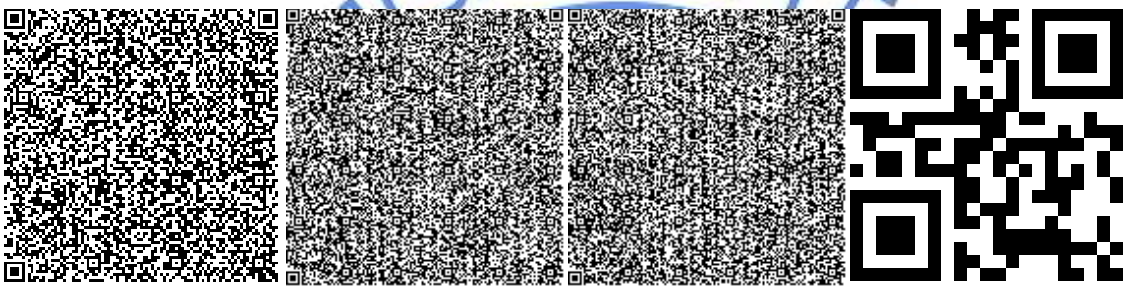
Главный специалист



Зинковская Н.Е.

Эксперт



Инсанбаева М.М.

Эксперт