Бекітемін
"Мемсараптама" РМК
Бас директор
Т.Ж. Қарағойшин

«САРЫ-АРҚА» магистралды газ құбырын салу»
техникалық-экономикалық негіздемесі бойынша
30.03.2017 ж. № 01-0139/17
(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«ҚазТрансГаз» АҚ,
Астана қаласы

ӘЗІРЛЕУШІ:
«КАТЭК» ЖШС компания консорциумы,
Алматы қаласы
және
«АлатауГорПроект» ЖШС,
Астана қаласы

Астана қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«САРЫ-АРҚА» магистралды газ құбырын салу» техникалық-экономикалық негіздемесі бойынша осы сараптама қорытындысы «Мемсараптама» РМК-мен берілді.

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

Утверждаю
Генеральный директор
РГП "Госэкспертиза"
Карагойшин Т.Д.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-0139/17 от 30.03.2017 г.
(положительное)

по технико-экономическому обоснованию
«Строительство магистрального газопровода «САРЫ-АРКА»

ЗАКАЗЧИК:
АО «КазТрансГаз»,
г. Астана

РАЗРАБОТЧИК:
Консорциум компаний ТОО «КАТЭК»,
г. Алматы
и
ТОО «АлатауГорПроект»,
г. Астана

г. Астана

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по технико-экономическому обоснованию **«Строительство магистрального газопровода «САРЫ-АРКА»** выдано РГП «Госэкспертиза».

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: технико-экономическое обоснование «Строительство магистрального газопровода «САРЫ-АРКА».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 19 января 2017 года № 01-0077.

2. ЗАКАЗЧИК: АО «КазТрансГаз», г. Астана.

3. РАЗРАБОТЧИК: Консорциум компаний ТОО «КАТЭК», г. Алматы (лицензия ГСЛ № 001227 от 25 мая 2000 года, выданная Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан, I категория) и ТОО «АлатауГорПроект», г. Астана (лицензия ГСЛ № 001810 от 15 ноября 2000 года, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля города Астаны», I категория).

ГИП – Ягафарова И. И. (приказ от 10 ноября 2016 года № 412/1).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основания для разработки:

техническое задание на разработку технико-экономического обоснования строительства магистрального газопровода «Сары-Арка» (Приложение № 1 к Договору № 0205-1/40-16R от 9 ноября 2016 года между АО «КазТрансГаз» и Консорциумом в составе ТОО «КАТЭК» и «АлатауГорПроект»);

постановление Правительства Республики Казахстан от 4 ноября 2014 года № 1171 Об утверждении Генеральной схемы газификации Республики Казахстан на 2015-2030 годы;

протокол № 1 первого заседания Рабочей группы по вопросам развития газовой промышленности от 26 августа 2016 года;

выписка из протокола заседания Инвестиционного комитета АО НК «КазМунайГаз» о рассмотрении инвестиционного проекта «Строительство газопровода Сары-Арка» от 2 ноября 2016 года № 14-16;

акт выбора размещения трассы МГ «Сары-Арка» по территории Кызылординской области, утвержденный акиматом Кызылординской области от 7 октября 2016 года;

акт выбора месторасположения трассы МГ «Сары-Арка» по территории Карагандинской области, утвержденный акиматом Карагандинской области от 18 октября 2016 года;

акт предварительного выбора месторасположения трассы МГ «Сары-Арка», газопроводов-отводов, площадок под АГРС-1,2 «Астана» и АГРС «Кокшетау» по территории Акмолинской области, утвержденный акиматом Акмолинской области от 28 ноября 2016 года;

акт предварительного выбора месторасположения трассы МГ «Сары-Арка» по территории Северо-Казахстанской области, утвержденный акиматом Северо-Казахстанской области от 5 декабря 2016 года;

письмо АО «КазТрансГаз» от 27 декабря 2016 года № 4-40-5187 о схеме финансирования МГ «Сары-Арка»;

письмо Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства национальной экономики о разработке ТЭО с выделением отдельных этапов строительства от 5 ноября 2016 года № 38-02-3/10673;

протокол совещания в АО «КазТрансГаз» по вопросам газификации г. Астана и северных регионов РК от 28 сентября 2016 года;

протокол совещания у акима Кызылординской области по вопросам разработки и реализации Проекта строительства МГ «Сары-Арка» от 7 октября 2016 года № 04/1-7/6767;

протокол совещания с участием акима Карагандинской области по вопросам разработки и реализации Проекта строительства МГ «Сары-Арка» от 18 октября 2016 года № 2-3.109;

протокол заседания Научно-технического совета АО «КазТрансГаз» по рассмотрению и согласованию расчетов и обоснований к ТЭО «Строительство МГ «САРЫ-АРКА» от 23 ноября 2016 года № 05;

протокол заседания в АО «КазТрансГаз» по вопросу согласования финансово-экономических параметров от 22 декабря 2016 года № 8.

Технические условия:

ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» от 10 октября 2016 года № 1,32 письмом от 10 октября 2016 года № BSG/LE/PTD/16-1362 на присоединение проектируемого МГ «Сары-Арка» к МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент»;

Карагандинское нефтепроводное управление Восточный филиал АО «КазТрансОйл» от 20 октября 2016 года на проектирование параллельной прокладки газопровода с МН «Кумколь-Каракоин» Ø820 мм, Ø720 мм, Ø530 мм и МН «Павлодар-Шымкент», пересечение действующих нефтепроводов, линий электропередач, кабеля ВОЛС письмом от 20 ноября 2016 года № 46-42-06-38/1181;

Карагандинское нефтепроводное управление Восточный филиал АО «КазТрансОйл» от 21 октября 2016 года на проектирование параллельной прокладки газопровода с МН «Павлодар-Шымкент» Ø820 мм, пересечение действующих нефтепроводов, линий электропередач, кабеля ВОЛС письмом от 11 ноября 2016 года № 46-41-02-28/1186;

Дирекция магистральных сетей филиала АО «НК «ҚТЖ» от 31 октября 2016 года № ИЖС/11030-И на пересечение с ж/д путями;

АО «KEGOC» от 21 декабря 2016 года № 09-13/8060 на пересечение проектируемого газопровода давлением 1,2 МПа и более с воздушными линиями электропередачи.

По Кызылординской области:

Кызылординский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол» от 10 октября 2016 года № 3Т-52 на пересечение с автодорогами;

АО «Кызылорда электр тарату тораптары компаниясы» от 21 декабря 2016 года № 0473 на постоянное электроснабжение МГ «Сары-Арка».

По Карагандинской области:

Карагандинский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол» от 26 октября 2016 года № 28-01/03-2880 на пересечение с автодорогами;

филиал АО «Казахтелеком» Карагандинской области ТУСМ-2 ОДС от 21 октября 2016 года № 02-1334-10/2016 вблизи и с пересечением охранной зоны магистральной ВОЛС К-785 участок Жезказган – Жайрем – Атасу -Акой-Жарык, К-704 участок Жарык – Караганда – Осакаровка;

АО «Жезказганская РЭК» от 14 декабря 2016 года № 05-3455, № 05-3456, № 05-3457, № 05-3460, № 05-3470 на предварительное подключение линейных сооружений МГ «Сары-Арка»;

ТУСМ-2 ОДС АО «Қазақтелеком» от 21 октября 2016 года № 02-1334-10/2016 на строительство МГ в местах пересечения, вблизи и в охранной зоне ВОЛС;

ГУ «Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог Карагандинской области» от 30 января 2017 года № 7-9.90 на пересечение МГ с автодорогами областного значения;

ГУ «Отдел ЖКХ, пассажирского транспорта, автодорог и жилищной инспекции Осакаровского района» от 2 февраля 2017 года № 29 на пересечение МГ с автодорогами районного значения.

По Акмолинской области:

АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» от 21 декабря 2016 года № 09-13/8060 на пересечение МГ «Сары-Арка» с воздушными линиями электропередач;

ТУСМ-10 ОДС АО «Қазақтелеком» от 25 октября 2016 года № 10-1345-10/2016 на строительство МГ в местах пересечения, вблизи и в охранной зоне магистрального волоконно-оптического кабеля;

ГУ «Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог Акмолинской области» от 6 января 2017 года № 02-18/17 на пересечение МГ с автодорогами областного значения;

АО «НК «КазАвтоЖол» Акмолинской области от 6 декабря 2016 года № 21-02-2-03/3337 на пересечение автодорог республиканского значения;

АО «Акмолинская РЭК» от 12 января 2017 года № 08-06/159 на проектирование электроснабжения КУ № 29 в районе с. Акбулак (на 990 км) Аршалынского района;

АО «Акмолинская РЭК» от 12 января 2017 года № 08-06/158 на проектирование электроснабжения КУ № 30 в районе с. Волгодоновка (на 1020 км) Аршалынского района;

АО «Акмолинская РЭК» от 12 января 2017 года № 08-06/163 на проектирование электроснабжения КУ № 31 в районе а. Шубары, Целиноградского района, расположенного на ПК 1050 км;

АО «Акмолинская РЭК» от 12 января 2017 года № 08-06/156 на проектирование электроснабжения УЗПОУ-1(1), расположенного на 170 км (ПК-1251) на участке Астана-Кокшетау;

АО «Акмолинская РЭК» от 13 января 2017 года № 08-06/191 на проектирование электроснабжения АГРС «Астана-2», дом операторов в районе а. Шубары Целиноградского района на участке Астана-Кокшетау;

АО «Акмолинская РЭК» от 12 января 2017 года № 08-06/161 на проектирование электроснабжения УЗПОУ-6, расположенного на ПК 1081;

АО «Акмолинская РЭК» от 13 января 2017 года № 08-06/192 на проектирование электроснабжения АГРС «Астана-1» км 6 от ПК1081 км;

АО «Акмолинская РЭК» от 12 января 2017 года № 08-06/184 на проектирование электроснабжения КУ № 11, расположенного на 23 км (ПК 1104 км) участка Астана-Кокшетау;

АО «Акмолинская РЭК» от 12 января 2017 года № 08-06/160 на проектирование электроснабжения КУ № 21 в районе с. Раевка Шортандинского района на участке Астана-Кокшетау;

АО «Акмолинская РЭК» от 12 января 2017 года № 08-06/172 на проектирование электроснабжения КУ № 3 в районе с. Подлесное Аккольского района на участке Астана-Кокшетау;

АО «Акмолинская РЭК» от 12 января 2017 года № 08-06/157 на проектирование электроснабжения КУ № 4 в районе с. Виноградовка Аккольского района на участке Астана-Кокшетау;

АО «Акмолинская РЭК» от 16 января 2017 года № 08-06/232 на проектирование электроснабжения КУ № 51, расположенного на 140 км (ПК 1221) на участке Астана-Кокшетау;

АО «Акмолинская РЭК» от 9 января 2017 года № 08-06/118 на проектирование МГ в местах пересечения и сближения с ЛЭП 0,4-110 кВ.

По г. Астана:

филиал АО «Казахтелеком» РДТ «Астанателеком» от 4 ноября 2016 года № 1152 на телефонизацию Астана «АГРС-2» с диспетчерским пунктом.

По Северо-Казахстанской области:

АО «НК «КазАвтоЖол» Северо-Казахстанской области от 6 декабря 2016 года № 26-03-17/1682 на параллельное прохождение с автодорогой республиканского значения;

ГУ «Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог Северо-Казахстанской области» от 14 декабря 2016 года № 24.3-16/1076 на пересечение МГ с автодорогами областного значения;

АО «Северо-Казахстанская РЭК» от 14 декабря 2016 года № 08-22/4886 на присоединение к электрическим сетям;

ТУСМ-8 ОДС АО «Қазақтелеком» от 6 января 2017 года № 04-01/6 на строительство МГ в местах пересечения, вблизи и в охранной зоне магистрального волоконно-оптического кабеля.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» - согласование присоединения к МГ «ББШ» газопровода «Сары-Арка» от 26 декабря 2016 года № BSGP/LE/PTD/16-1747;

Акмолинский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол» - согласование пересечения участков автомобильной дороги республиканского значения «Астана-Ерейментау-Шидерты», «Щучинск-Зеренда», «Астана-Петропавловск» МГ «Сары-Арка» от 9 января 2017 года № 71-СА;

Комитет по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан – санитарно-эпидемиологическое заключение от 9 марта 2017 года № OW-0001/17;

Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства энергетики Республики Казахстан – заключение государственной экологической эксперитизы от 10 февраля 2017 года № OW-0005/17;

Комитет лесного хозяйства и животного мира Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан - письмо касательно осуществления мероприятий по сохранности животного мира и лесного хозяйства при разработке ТЭО и ПСД от 30 января 2017 года № 17-4-9/114-КЛХ2М.

Кызылординская область:

РГУ «Арало-Сырдарьинская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов КВР МСХ РК» - письмо об отсутствии водных объектов на территории прохождения трассы МГ от 07 октября 2016 года № 18-9-02-10/592;

ГУ «Управление ветеринарии Кызылординской области» - письмо об отсутствии скотомогильников зараженных животных на территории прохождения трассы МГ от 19 октября 2016 года № 02-10/1463;

ГУ «Управление индустриально-инновационного развития Кызылординской области» - письмо об отсутствии или малозначительности полезных ископаемых в недрах по трассе МГ от 27 октября 2016 года № 04-9/1766;

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Кызылординской области» – согласование прохождения трассы МГ вдоль лесополосы от 17 октября 2016 года № 08-18/2975;

КГУ «По охране памятников истории и культуры Кызылординской области» - согласование археологического отчета от 6 января 2017 года № 6.

Карагандинская область:

Согласованная схема выбора трассы МГ «САРЫ-АРКА» (I-участок):

ГУ «Управление промышленности и индустриально-инновационного развития Карагандинской области» - письмо об отсутствии или малозначительности полезных ископаемых в недрах по трассе МГ от 1 ноября 2016 года № 7-11.2067;

РГУ «Нура-Сарысуская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов КВР МСХ РК» - письмо о прохождении проектируемой трассы через водные объекты бассейна от 19 октября 2016 года № 18-14-5-4/1054;

«ЦентрКазнедра» в городе Караганде» РГУ «Центрально-Казахстанский межрегиональный Департамент геологии и недропользования Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан» - письмо об отсутствии разведанных и числящихся на государственном балансе твердых и общераспространенных полезных ископаемых по трассы МГ от 31 октября 2016 года № 27-10-5-2983;

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Карагандинской области» - согласование трассы проектируемого газопровода от 2 ноября 2016 года № 5-11/1369;

ГУ «Управление ветеринарии Карагандинской области» - письмо о наличии сибиреязвенных захоронений на территории прохождения трассы МГ от 8 декабря 2016 года № 04-01-04/1610;

ТОО «Карагандинская региональная энергетическая компания» - согласование на подключение к принадлежащим им ПС от 23 декабря 2016 года № 14-6/1329;

ГУ «Управление культуры, архивов и документации Карагандинской области» - согласование археологического отчета от 20 января 2017 года № 4-22/100.

Акмолинская область:

Согласованная схема выбора трассы МГ «САРЫ-АРКА» (II-участок) по территории Акмолинской области;

ГУ «Отдел ветеринарии Шортандинского района» Акмолинской области - письмо об отсутствии скотомогильников зараженных животных на территории прохождения трассы МГ от 28 ноября 2016 года № 448;

ГУ «Отдел ветеринарии Целиноградского района» Акмолинской области - письмо о наличии 8 сибиреязвенных захоронений от 29 ноября 2016 года № 440;

ГУ «Отдел ветеринарии Бурабайского района» Акмолинской области - письмо об отсутствии сибиреязвенных захоронений по трассе прохождения МГ от 30 ноября 2016 года № 307;

ГУ «Отдел ветеринарии Зерендинского района» Акмолинской области - письмо об отсутствии скотомогильников зараженных животных на территории прохождения трассы МГ от 30 ноября 2016 года № 377;

ГУ «Отдел ветеринарии Буландынского района» Акмолинской области - письмо об отсутствии скотомогильников зараженных животных на территории прохождения трассы МГ от 02 декабря 2016 года № 01-07/314;

ГУ «Отдел ветеринарии Аккольского района» Акмолинской области - письмо об отсутствии скотомогильников зараженных животных на территории прохождения трассы МГ от 06 деабря 2016 года № ЗТН-00010;

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Акмолинской области» - письмо о прохождении трассы газопровода через участки лесного фонда от 15 декабря 2016 года № 01-03/5527;

РГУ «Есильская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов» - письмо о прохождении проектируемой трассы через водные объекты бассейна от 6 января 2017 года № 18-12-01-06/11;

ГУ “Управление предпринимательства и промышленности Акмолинской области» - заключение об отсутствии или малозначительности полезных ископаемых в недрах под участком предстоящей застройки от 23 декабря 2016 года № KZ49VNW00000959;

«Севказнедра» в городе Кокшетау» РГУ «Северо-Казахстанский межрегиональный Департамент геологии и недропользования Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан» - письмо согласование об отсутствии или малозначительности полезных ископаемых в Бурабайском районе от 21 декабря 2016 года № KZ82VNW00000947;

«Севказнедра» в городе Кокшетау» РГУ «Северо-Казахстанский межрегиональный Департамент геологии и недропользования Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан» - письмо о границах полезных ископаемых в Зерендинском районе от 21 декабря 2016 года № KZ55VNW00000948;

«Центрказнедра» в городе Караганде» РГУ «Центрально-Казахстанский межрегиональный Департамент геологии и недропользования Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан» - письмо согласование об отсутствии или малозначительности полезных ископаемых в недрах под участком предстоящей застройки в Акмолинской области Целиноградского района от 20 декабря 2016 года № KZ07VNW00000939;

«Центрказнедра» в городе Караганде» РГУ «Центрально-Казахстанский межрегиональный Департамент геологии и недропользования Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан» - письмо согласование об отсутствии или малозначительности полезных ископаемых в недрах под участком предстоящей застройки в Акмолинской области Аккольского района от 20 декабря 2016 года № KZ07VNW00000941;

«Центрказнедра» в городе Караганде» РГУ «Центрально-Казахстанский межрегиональный Департамент геологии и недропользования Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан» - письмо согласование о расположении полезных ископаемых в недрах под участком предстоящей застройки в Акмолинской области Аршалынского района от 20 декабря 2016 года № KZ77VNW00000940;

«Центрказнедра» в городе Караганде» РГУ «Центрально-Казахстанский межрегиональный Департамент геологии и недропользования Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан» - письмо согласование о расположении полезных ископаемых в недрах под участком предстоящей застройки в Акмолинской области Шортандинского района от 20 декабря 2016 года № KZ23VNW00000942;

«Центрказнедра» в городе Караганде» РГУ «Центрально-Казахстанский межрегиональный Департамент геологии и недропользования Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан» - письмо согласование об отсутствии или малозначительности полезных ископаемых в недрах под участком предстоящей застройки в Акмолинской области Буландыкского района от 21 декабря 2016 года № KZ50VNW00000952;

РГУ МД «Центрказнедра» - письмо касательно границ месторождений полезных ископаемых от 3 февраля 2017 года № 27-10-332;

РГУ МД «Севказнедра» - письмо касательно границ месторождений полезных ископаемых от 22 февраля 2017 года № 27-11-04-352;

КГУ «Центр по охране и использованию историко-культурного наследия» - заключение о наличии памятников и объектов историко-культурного наследия на территории прохождения трассы МГ от 13 декабря 2016 года № 01-13/308.

Северо-Казахстанская область:

Согласованная схема выбора трассы МГ «САРЫ-АРКА» (III-участок) по территории Северо-Казахстанской области;

Схема газификации Северо-Казахстанской области с учетом строительства МГ «Сары-Арка»;

КГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Северо-Казахстанской области» - письмо о прохождении трассы МГ по землям лесного фонда от 01 ноября 2016 года № 34.2-24/1802;

КГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования акимата Северо-Казахстанской области» - письмо о переводе из категории земель государственного лесного фонда в земли других категорий от 13 декабря 2016 года № 34.2-24/2027;

КГУ «Управление культуры, архивов и документации акимата Северо-Казахстанской области» - письмо об отсутствии памятников истории на территории прохождения трассы МГ от 23 декабря 2016 года № 21.4-6/1466;

КГУ «Управление ветеринарии акимата Северо-Казахстанской области» - письмо о наличии сибиреязвенных захоронений на территории прохождения трассы МГ от 14 декабря 2016 года № 33.02-07/1405;

РГУ МД «Севказнедра» - письмо касательно границ месторождений полезных ископаемых от 14 февраля 2017 года № 27-11-04-279.

Использованные материалы:

письмо АО «КазТрансГаз» в адрес ТОО «КАТЭК» от 21 ноября 2016 года № 4-40-4879 о предоставлении материалов и данных, согласовании методики расчета потребления газа;

исходные данные и требования для разработки инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и по предупреждению ЧС:

Кызылординской области от 14 ноября 2016 года № 29-20-11/05/3243,

Карагандинской области от 29 ноября 2016 года № 29-20-10-5-25/ЗТ-Б-82.

г. Астаны от 23 ноября 2016 года № 29-20-1-5/3269,

Акмолинской области от 2 декабря 2016 года № 29-20-4/08-ЗТ-Б-115,

Северо-Казахстанской области от 21 ноября 2016 года № 29-20-15/5/4606;

прогнозные объемы потребления природного газа в разрезе потребителей областей РК на период 2016-2040 гг.:

ГУ «Управление энергетики г. Астаны» от 19 сентября 2016 года № 186-11/5044,

ГУ «Управление энергетики и ЖКХ Карагандинской области» от 11 сентября 2016 года № 7-11/2887,

Акимат Кызылординской области от 10 ноября 2016 года № 08-23/2795,

Акимат Павлодарской области от 05 ноября 2016 года № 17/4-17/1789,

ГУ «Управление энергетики и ЖКХ Северо-Казахстанской области» от 7 ноября 2016 года № 30.4-20/1739,

ГУ «Управление энергетики и ЖКХ Акмолинской области» от 23 ноября 2016 года № ЗТ-Т-60,

Министерства энергетики РК - Долгосрочный прогнозный баланс газа до 2040 года для АО «КазТрансГаз» от 08 декабря 2016 года № 2-40-5038,

письмо АО «КазТрансГаз» касательно ресурсной базы от 23 декабря 2016 года № 4-40-5157,

письмо АО «КазТрансГаз» касательно согласования предварительных расчетов и данных от 26 декабря 2016 года № 4-40-5159.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Пояснительная записка:

том I. Раздел 1.1 Исходные данные;

том I. Раздел 1.2 Введение;

том I. Раздел 1.3 Маркетинговый раздел;

том I. Раздел 1.4 Мощность предприятия. Оценка перспектив потребления;

том II. Раздел 2 Обеспечение ресурсами. Оценка существующей и прогнозной ресурсной базы.

Том III. Раздел 3 Основные технико-технологические решения:

раздел 3.1 Книга 1 Магистральный газопровод «САРЫ-АРКА». Пояснительная записка;

раздел 3.1 Книга 2 Линейная часть. План трассы участка МГ «Кызылорда-Астана». I-Этап. МГ «Астана-Кокшетау». II-Этап. МГ «Кокшетау-Петропавловск». III-Этап;

раздел 3.1 Книга 3 Технологические решения. Площадки линейных сооружений на участке МГ «Кызылорда-Астана», МГ «Астана-Кокшетау», МГ «Кокшетау-Петропавловск»;

раздел 3.1 Книга 4 Компрессорная станция КС-«Темиртау», КС-«Жезказган».

Том III Раздел 3. Схемы газоснабжения и гидравлические расчеты:

раздел 3.2 Книга 1 Расчет перспективных объемов потребления газа;

раздел 3.2 Книга 2 Гидравлические расчеты МГ «Сарыарка»;

раздел 3.2 Книга 3 Схемы газоснабжения от АГРС-«Жезказган», АГРС-«Караганда», АГРС-«Темиртау», АГРС-1 «Астана», АГРС-2 «Астана». Перспективные схемы газоснабжения от АГРС МГ «Сарыарка».

Том IV. Раздел 4 Размещение объектов МГ «Сары-Арка».

Книга 1.1 Размещение объектов МГ «Сары-Арка». Пояснительная записка.

Книга 1.2 Транспорт. Пояснительная записка.

Книга 2 Линейная часть. План трассы участка МГ «Кызылорда-Астана». МГ «Астана-Кокшетау». МГ «Кокшетау-Петропавловск».

Книга 3 Генеральный план. Площадки линейных сооружений на участке МГ «Кызылорда-Астана», МГ «Астана-Кокшетау», МГ «Кокшетау-Петропавловск».

Книга 4 Компрессорная станция КС-«Темиртау», КС-«Жезказган». РЭУ-«Темиртау», РЭУ-«Жезказган». Вахтовый поселок-«Темиртау», вахтовый поселок-«Жезказган».

Том V Раздел 5 Основные архитектурно-строительные решения:

книга 1 Основные архитектурно-строительные решения. Пояснительная записка;

книга 2 Строительные решения. Площадки линейных сооружений на участке МГ «Кызылорда-Астана», МГ «Астана-Кокшетау», МГ «Кокшетау-Петропавловск»;

книга 3 Архитектурно-строительные решения. Компрессорная станция КС-«Темиртау», КС-«Жезказган»;

книга 4 Архитектурно-строительные решения. РЭУ-«Темиртау», РЭУ-«Жезказган»;

книга 5 Архитектурно-строительные решения. Вахтовый поселок-«Темиртау», вахтовый поселок-«Жезказган».

Том VI Раздел 6.1 Автоматизация, телемеханика SCADA:

книга 1 Автоматизация, телемеханика SCADA. Пояснительная записка;

книга 2 Автоматизация. Площадки линейных сооружений на участке МГ «Кызылорда-Астана», МГ «Астана-Кокшетау», МГ «Кокшетау-Петропавловск»;

книга 3 Автоматизация. Компрессорная станция КС-«Темиртау», КС-«Жезказган». РЭУ-«Темиртау», РЭУ-«Жезказган». Вахтовый поселок-«Темиртау», вахтовый поселок-«Жезказган».

Том VI Раздел 6.2 Системы связи:

книга 1 Системы связи. Пояснительная записка;

книга 2 Система волоконно-оптической и спутниковой связи на участке МГ «Кызылорда-Астана». I-ЭтапКомпрессорная станция КС-«Темиртау», КС-«Жезказган». РЭУ-«Темиртау», РЭУ-«Жезказган». Вахтовый поселок-«Темиртау», вахтовый поселок-«Жезказган»;

книга 3 Система технологической УКВ радиосвязи на участке МГ «Кызылорда-Астана». I-Этап, МГ «Астана-Кокшетау». II-Этап, МГ «Кокшетау-Петропавловск». III-Этап;

книга 4 Система видеонаблюдения и охранная сигнализация. Ремонтно-эксплуатационный участок РЭУ-«Темиртау», РЭУ-«Жезказган». Вахтовый поселок-«Темиртау», Вахтовый поселок-«Жезказган». Пожарная сигнализация и газообнаружение. Компрессорная станция КС-«Темиртау», КС-«Жезказган». Ремонтно-эксплуатационный участок РЭУ-«Темиртау», РЭУ-«Жезказган». Пожарная сигнализация. Вахтовый поселок-«Темиртау», Вахтовый поселок-«Жезказган».

Том VII Раздел 7 Электротехнические решения.

Книга 1 Электротехнические решения. Пояснительная записка.

Книга 2 Внеплощадочные сети электроснабжения на участке «Кызылорда-Астана». I-Этап. «Астана-Кокшетау». II-Этап. «Кокшетау-Петропавловск». III-Этап. Внеплощадочные сети электроснабжения. IV-Этап.

Книга 3 Внутриплощадочные сети электроснабжения. Площадки линейных сооружений на участке МГ «Кызылорда-Астана». МГ «Астана-Кокшетау». МГ «Кокшетау-Петропавловск». Компрессорная станция КС-«Жезказган», КС-«Темиртау». РЭУ-«Жезказган», РЭУ-«Темиртау». Вахтовый поселок-«Жезказган», Вахтовый поселок -«Темиртау».

Книга 4 Электротехнгические решения. Компрессорная станция КС-«Жезказган», КС-«Темиртау».

Книга 5 Электротехнгические решения.РЭУ-«Жезказган», РЭУ-«Темиртау».

Книга 6 Электротехнгические решения. Вахтовый поселок-«Жезказган», Вахтовый поселок -«Темиртау».

Том XIII Раздел 8 Электрохимзащита.

Книга 1 Электрохимзащита. Пояснительная записка.

Книга 2 Электрохимзащита на участке МГ «Кызылорда-Астана». I-Этап. МГ «Астана-Кокшетау». II-Этап. МГ «Кокшетау-Петропавловск». III-Этап.

Книга 3 Электрохимзащита. Компрессорная станция КС-«Жезказган», КС-«Темиртау». РЭУ-«Темиртау», РЭУ-«Жезказган». Вахтовый поселок-«Темиртау», вахтовый поселок-«Жезказган».

Том IX Раздел 9.1 Сети водоснабжения и канализации.

Книга 1 Наружные сети водоснабжения и канализации. Пояснительная записка.

Книга 2 Водозаборное сооружение.

Книга 3 Сети водоснабжения и канализации. Компрессорная станция КС-«Жезказган», КС-«Темиртау».

Книга 4 Наружные сети водоснабжения и канализации. РЭУ-«Жезказган», РЭУ-«Темиртау».

Книга 5 Наружные сети водоснабжения и канализации. Вахтовый поселок-«Жезказган», Вахтовый поселок-«Темиртау».

Том IX Раздел 9.2 Тепломеханические решения котельных и тепловых сетей. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

Книга 1 Тепломеханические решения котельных и тепловых сетей. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Пояснительная записка.

Книга 2 Тепломеханические решения. Компрессорная станция КС-«Жезказган», КС-«Темиртау».

Книга 3 Тепломеханические решения РЭУ-«Жезказган», РЭУ-«Темиртау».

Книга 4 Тепломеханические решения. Вахтовый поселок-«Жезказган», Вахтовый поселок-«Темиртау».

Книга 5 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Компрессорная станция КС-«Жезказган», КС-«Темиртау». РЭУ-«Жезказган», РЭУ-«Темиртау». Вахтовый поселок-«Жезказган», Вахтовый поселок-«Темиртау».

Том X. Раздел 10 Экологический раздел.

Книга 1. Предварительная оценка воздействия на окружающую среду.

Книга 2. Рекультивация нарушенных земель и расчет компенсации землепользователям.

Книга 3. Археологические изыскания.

Книга 4. Сейсмологические исследования.

Том XI. Раздел 11.1 Институциональный раздел. Институциональная схема проекта.

Том XI. Раздел 11.2 Финансовый анализ.

Том XI. Раздел 11.3 Экономическая эффективность инвестиций.

Том XII. Раздел 12.1 Сметная документация.

Том XII. Раздел 12.2 Прайс-листы.

Том XIII. Раздел 13.1 Социальный раздел.

Том XIII. Раздел 13.1 Социальный раздел.

Том XIII. Раздел 13.2 Анализ рисков

Том XIV. Раздел 14 Технико-экономические показатели. Выводы по проекту.

Том XV. Раздел «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и по предупреждению ЧС природного и техногенного характера»

Том XIX. Раздел 19.1.1. Отчет по инженерно-геодезическим изысканиям

Раздел 19.1.2. Отчет по инженерно-геологическим изысканиям

Отчет «Сейсмическое исследование в рамках разработки ТЭО строительства магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» по территории Кызылординской, Карагандинской, Акмолинской областей», ТОО «Институт сейсмологии», Алматы 2016 год;

Отчет археологической экспертизы, ТОО «Археологическая экспертиза», Алматы, 2011, 2012, 2016 гг.

Перечень оборудования, материалов и изделий, с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный заказчиком от 10 марта 2017 года.

5.4 Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Целью Проекта является поставка природного газа для газификации г. Астаны, Карагандинской, Акмолинской, Северо-Казахстанской областей с перспективой газификации Павлодарской области и отдельных районов Костанайской области в рамках единой системы газоснабжения Республики Казахстан.

5.5 Маркетинговый раздел

Анализ топливопотребления и оценка спроса на природный газ

Анализ топливопотребления и оценка емкости рынка природного газа г. Астаны

Топливно-энергетический баланс (ТЭБ) города полностью формируется за счет импортируемых ресурсов. Емкость рынка топливопотребления города составляет порядка 8,5 млн. тонн условного топлива (т.у.т.) и имеет устойчивую тенденцию роста, что обусловлено динамичным развитием города. Емкость рынка потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) города в период 2008-2014 гг. выросла в 1,8 раза. Также интенсивно растет

доля потребления топлива, отпущенных непосредственно населению. К 2014 году, ее доля достигла 47% от общего объема потребления.

Динамичное развитие г. Астаны предопределяет устойчивый рост спроса на энергоносители, к которому предъявляются жесткие требования к качеству и степени его экологичности.

Исходя из анализа топливно-энергетического баланса города по итогам 2014 года, объем потребления населением первичных ТЭР составил порядка 913,5 тыс. т.у.т. без учета (электроэнергии и теплоэнергии), то можно предположить, что емкость рынка природного газа для населения может составить порядка 780-800 млн. м^3 газа/год.

Генеральной схемой газификации Республики Казахстан по г. Астана предусматриваются поэтапные мероприятия по газоснабжению столицы, а также переводу автотранспорта города на компримированный природный газ, которые предполагаются завершить к 2025 году. К 2030 году объем потребления газа по городу ожидается на уровне 800-1000 млн. м^3 в год.

Анализ топливопотребления и оценка емкости рынка природного газа Акмолинской области

Как показывает анализ потребления первичных энергоресурсов населением Акмолинской области, используемых непосредственно в качестве топлива, емкость рынка выросла с 314 тыс.т.у.т. до 547 тыс.т.у.т. (без учета электро- и теплоэнергии), то можно предположить, что емкость природного газа может составить порядка 460-500 млн. м^3 в год. Так, в структуре потребления ТЭР домохозяйствами Акмолинской области значительная доля приходится на каменный уголь до 20%, используемый населением непосредственно в качестве топлива. Отмечается рост потребления сжиженного газа населением области. Весь объем потребляемого сжиженного газа по области поставляется из Павлодарской области.

Генеральной схемой газификации Акмолинской области предусматриваются проведение мероприятий по охвату населения области газоснабжением до 60% с прогнозным объемом потребления 400-450 млн. м^3 в год.

Анализ топливопотребления и оценка емкости рынка природного газа Карагандинской области

Карагандинская область занимает важнейшее место в топливно-энергетическом комплексе республики. На ее территории сосредоточены более 32% казахстанских запасов каменных углей и 99% коксующихся углей. Кроме того, область обладает весьма значительными перспективами на выявление новых углесодержащих месторождений. В период 2008-2014 гг. динамика обеспеченности за счет собственных ресурсов показывает сохранение доли в общем объеме ресурсообеспеченности области на уровне 77%, при одновременном снижении доли импорта с 15,6% до 14,5%.

Как показывает анализ потребления первичных энергоресурсов населением Карагандинской области, используемых непосредственно в качестве топлива и энергии, емкость рынка составляет порядка 1 млн.т.у.т. в год (без учета электро- и теплоэнергии), что эквивалентно 800-850 млн. м^3 природного газа.

Генеральной схемой газификации Карагандинской области предусматривается реализация мероприятий с охватом газоснабжением населения области до 40% с прогнозным объемом потребления 700-715 млн. м^3 в год. Вместе с тем, в среднесрочной перспективе в области сохранится высокая доля каменного угля в структуре ТЭБ, что обосновыва-

ется потребностью многоотраслевого промышленного комплекса области, ориентированной на производство электрической энергии, металлургической промышленности и строительных материалов.

Анализ топливопотребления и оценка емкости рынка природного газа Северо-Казахстанской области

Северо-Казахстанская область не обладает значительными запасами топливных ресурсов. Вследствие чего, ТЭБ области практически полностью формируется за счет импортируемых из других регионов ресурсов. Внутриобластным производством (добычей) охватывается только четверть всех необходимых энергоресурсов.

В структуре потребления ТЭР населением в качестве топлива значительная доля приходится на уголь каменный, используемый населением в качестве топлива в отопительный период. Вместе с тем, высокая доля каменного угля в структуре ТЭБ Северо-Казахстанской области сохранится и в ближайшей перспективе, что обосновывается потребностью многоотраслевого промышленного комплекса области, ориентированной на производство электрической энергии и строительных материалов.

По итогам 2012-2014 гг. доля населения, потребляющих пропан и бутан сжиженный составляет порядка 80%.

Как показывает анализ потребления энергоресурсов населением Северо-Казахстанской области, используемых непосредственно в качестве топлива и энергии емкость рынка составляет порядка 500-520 тыс.т.у.т. (без учета электро- и теплоэнергии), то можно предположить, что емкость природного газа составит порядка 350-400 млн. м^3 в год.

Генеральной схемой газификации Северо-Казахстанской области предусматривается охват газоснабжением природным газом до 57% населения области. Вместе с тем, в области сохранится значительная доля потребления пропан и бутан сжиженного населением, что будет обусловлено экономической нецелесообразностью строительства газораспределительных сетей в удаленных и малочисленных районах области от магистрального газопровода.

Анализ топливопотребления и оценка емкости рынка природного газа Павлодарской области

В Павлодарской области сосредоточено более трети всех угольных запасов Казахстана. В структуре потребления ТЭР населением, значительная доля приходится на каменный уголь, используемый населением в качестве топлива в отопительный период. Вместе с тем, высокая доля каменного угля в структуре ТЭБ Павлодарской области сохранится, что обосновывается потребностью многоотраслевого индустриального комплекса области. На область приходится до 40% республиканского производства электроэнергии.

Доля потребления сжиженного газа населением незначительна и составляет порядка 1,5-2% от общего объема потребления ресурсов населением области, что обосновывается высокой долей потребления электроэнергии.

Как показывает анализ потребления энергоресурсов населением Павлодарской области, используемых непосредственно в качестве топлива и энергии емкость рынка может составить порядка 210-220 тыс.т.у.т. (без учета электро- и теплоэнергии), то можно предположить, что емкость природного газа составит порядка 180-200 млн.м^3 в год.

Генеральной схемой газификации РК не предусматривалось развитие газификации в области в виду наличия значительных запасов угля и выработки электроэнергии, а также в виду ценовой неконкурентоспособности природного газа в сравнении с потребляемыми

энергоресурсами (уголь, электроэнергия), что определяло экономическую нецелесообразность газификации региона.

Вместе с тем, Павлодарская область подвержена высокому техногенному загрязнению, так как базовыми отраслями является горнодобывающая, нефтеперерабатывающая, химическая промышленность, чёрная и цветная металлургия, энергетика. Главными источниками загрязнения являются тепловые электрические станции, использующие технологию сжигания высокозольных экибастузских углей. Основная масса выбросов приходится на промышленные предприятия, расположенные в городах Экибастуз (46 %), Аксу (26,5 %) и Павлодар (25,5 %), на долю всех остальных районов области приходится лишь около 2% выбросов. Газификация региона в части перевода котельных домов малоэтажной застройки и жилого сектора в целом на газовое топливо позволит снизить количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух теплоисточниками, тем самым значительно улучшив состояние воздушного бассейна.

Исходя из вышеприведенного анализа топливно-энергетических балансов областей Северного региона и г. Астаны, который показал, что емкость рынка топливо-потребления населением составляет порядка 2,9 млн. т.у.т., что эквивалентно потреблению природного газа 2,5 млрд. м³ в год.

Со строительством магистрального газопровода «Сары-Арка» создается возможность для газификации г. Астаны и перспективной газификации населенных пунктов с численностью населения до 4,6 млн. человек с учетом перспективного развития.

Оценка потребления природного газа областями северного региона и г. Астаны в результате реализации Проекта

В основу определения потребности в газе по г. Астана, Карагандинской, Акмолинской, Северо-Казахстанской и в перспективе газификации отдельных районов Павлодарской и Костанайской областей приняты планы развития экономики Республики Казахстан и программы регионального развития, данные Министерства национальной экономики РК, Министерства энергетики РК, Комитета по статистике МНЭ РК, данные акиматов областей, отраслевых ведомств и компаний, а также перспективные проработки ранее выполненных проектов.

Развитие мощности газопровода рассмотрено в трех сценариях «пессимистичный», «оптимистичный» и «реалистичный».

«Пессимистичный» сценарий учитывает, что строительство магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» будет ограничено только участком линейной части МГ «Кызылорда-Астана», при этом газоснабжением могут быть охвачены г. Астана, населенные пункты Карагандинской и части Акмолинской области. Годовая производительность газопровода по «пессимистичному» сценарию – 2,233 млрд. м³/год.

«Реалистичный» сценарий учитывает, что строительство газопровода «Сарыарка» будет выполнено на участках МГ «Кызылорда-Астана», МГ «Астана-Кокшетау», МГ «Кокшетау-Петропавловск» при этом газоснабжением будет охвачены г. Астана, населенные пункты Карагандинской, Акмолинской и части Северо-Казахстанской области. Годовая производительность газопровода по «реалистичному сценарию» – 2,975 млрд. м³/год.

Схема динамики прогнозного потребления газа

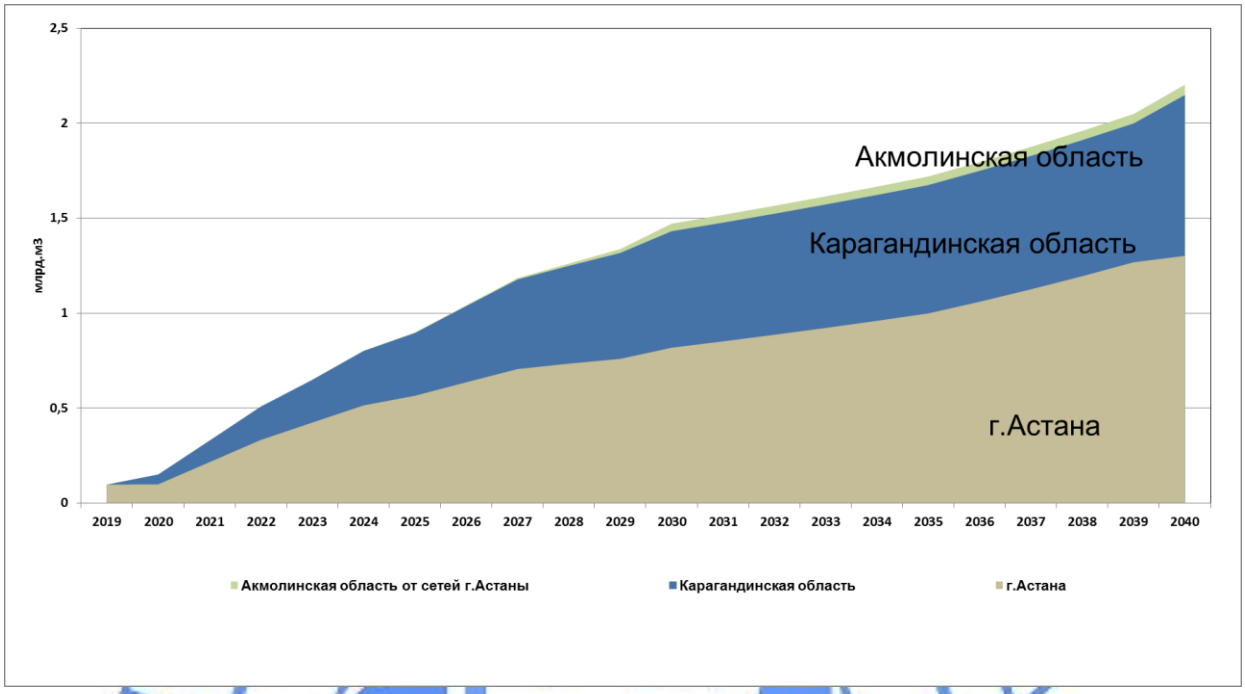
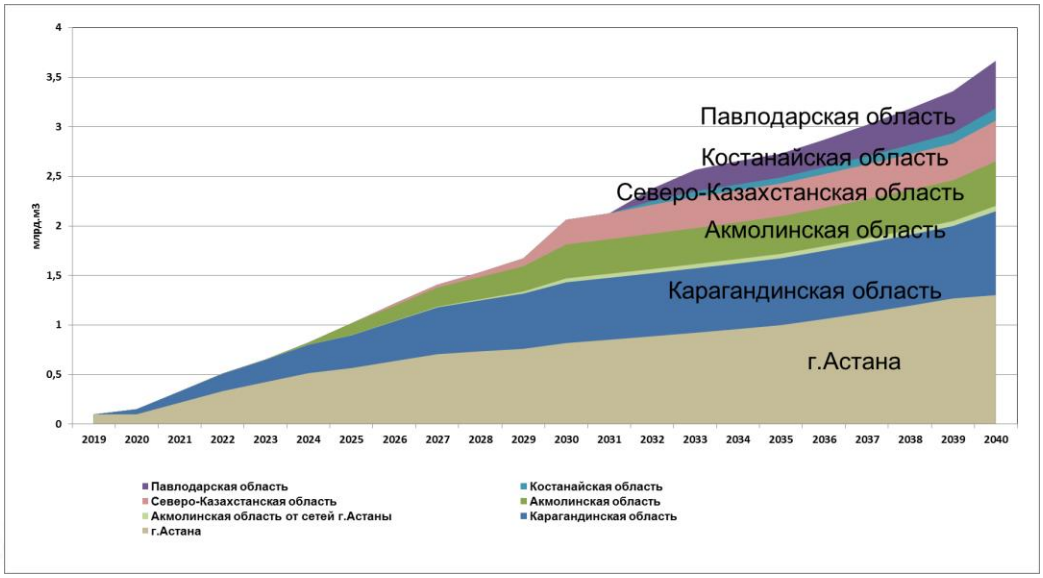


Схема динамики прогнозного потребления газа

«Оптимистичный» сценарий учитывает, что строительство магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» будет выполнено на участках МГ «Кызылорда-Астана», МГ «Астана-Кокшетау», МГ «Кокшетау-Петропавловск», МГ «Кокшетау-Костанай» и МГ

«Темиртау-Павлодар», при этом газоснабжением будет охвачены г. Астана, населенные пункты Карагандинской, Акмолинской, Северо-Казахстанской области, части Костанайской и Павлодарской областей. Годовая производительность газопровода по «реалистичному» сценарию – 3,667 млрд.м^3/год.

Схема динамики прогнозного потребления газа



«Пессимистичный» и «реалистичный» сценарии являются частными случаями «оптимистичного» сценария. Сценарий развития Проекта в целом будет зависеть от условий финансирования и темпов строительства газораспределительных сетей от проектных и перспективных АГРС на участках МГ «САРЫ-АРКА».

В соответствии с выполненными расчетами прогнозного потребления газа, потребность природного газа для газификации г. Астаны, центральных и северных областей РК к 2040 году может составить порядка 4 млрд. м^3 в год (таблица 1).

Прогнозные объемы потребления газа охватываемых газоснабжение от МГ «САРЫ-АРКА» до 2040 года

Таблица 1

Наименование областей	Показатели на расчетные годы	Сценарий развития проекта		
		Пессимистичный сценарий	Реалистичный сценарий	Оптимистичный сценарий
		годовой, млн.м^3/год	годовой, млн.м^3/год	годовой, млн.м^3/год
г. Астана	2 020	161	161	161
	2 025	459,8	459,8	459,8
	2 030	806	806	806
	2035	1088	1088	1088
	2 040	1301	1301	1301
Карагандинская	2 020	44,7	44,7	44,7
	2 025	302	302	302
	2 030	604,2	604,2	604,2
	2035	655,1	655,1	655,1
	2 040	846,7	846,7	846,7

Наименование областей	Показатели на расчетные годы	Сценарий развития проекта		
		Пессимистичный сценарий	Реалистичный сценарий	Оптимистичный сценарий
		годовой, млн.м^3/год	годовой, млн.м^3/год	годовой, млн.м^3/год
Акмолинская	2 020	2,28	2,28	2,28
	2 025	43,67	76,22	76,22
	2 030	68,3	223,1	223,1
	2035	78,0	393,7	393,7
	2 040	84,6	500,0	500,0
Северо-Казах-станская	2 020			
	2 025		26,8	26,8
	2 030		90,133	99,2
	2035		275,682	367,1
	2 040		299,749	414,1
Костанайская	2 020			
	2 025			
	2 030			15,43
	2035			92,03
	2 040			123,441
Павлодарская	2 020			
	2 025			
	2 030			60,0
	2035			319,3
	2 040			480,36
ИТОГО:	2 020	208	208	208
	2 025	805	865	865
	2 030	1479	1723	1808
	2 035	1821	2412	2915
	2 040	2232	2947	3666

Анализ социально-экономической необходимости строительства МГ «САРЫ-АРКА»

ТЭО строительство магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» – это крупномасштабный Проект, имеющий социально-экономическое значение для газоснабжения г. Астаны, северных и центральных регионов Республики с возможностью строительства отводов для газоснабжения населенных пунктов вдоль трассы проектируемого газопровода.

Прокладка магистрального газопровода и объектов газотранспортной системы предусматриваются по территории Кызылординской, Карагандинской, Акмолинской, Северо-Казахстанской областей с перспективой газификации Павлодарской области и отдельных (негазифицированных) районов Костанайской области.

Реализация Проекта строительства МГ «САРЫ-АРКА» позволит перевести ряд объектов коммунально-бытового сектора, предприятий на природный газ, а также использовать его для отопления и пищеприготовления в жилом секторе, что существенно улучшит топливно-энергетический баланс и экологическую ситуацию в отдельных районах газифицируемых областей. При этом будут достигаться как скрытый (связанный с качеством производимой продукции при использовании газа и комфортностью его использования для бытовых нужд), так прямой экономический эффекты в виде налоговых поступлений, создания

новых рабочих мест в период строительства и эксплуатации газораспределительных систем, снижения стоимости используемых энергоносителей.

Газификация населенных пунктов снизит затраты населения на приобретение топлива и, главное, повысит комфортность проживания в индивидуальных домах. Перевод объектов социальной сферы на снабжение природным газом приведет к снижению бюджетов расходов, а использование газа в качестве моторного топлива заметно улучшает эксплуатационные показатели автомобилей.

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

В целом газификация позволит создать надежную энергетическую базу для устойчивого экономического роста регионов.

6. ПРИНЯТЫЕ РЕШЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

6.1 Мощность

Объем транспортировки природного газа на расчетный срок (2040 г.) – до 2,947 млрд. м^3/год. объем транспортировки природного газа на расчетный срок с возможностью увеличения (2040 г.) – до 3,666 млрд. м^3/год.

6.2 Обеспечение ресурсами

Источник газа – МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент».

6.3 Основные технико-технологические решения

Технологические решения

В ТЭО рассмотрено два варианта газоснабжения:

вариант 1.1 – «Кызылорда-Астана-Кокшетау-Петропавловск» с перспективными отводами на Костанай и Павлодар;

вариант 1.2 - «Саксаульск-Астана-Кокшетау-Петропавловск» с перспективными отводами на Костанай и Павлодар.

Общая протяженность газопровода с учетом перспективного развития приведена в таблице 2 и на рис.1.

Сводные показатели протяженности магистрального газопровода с учетом перспективы развития, км

Таблица 2

№	Наименование маршрута	Протяженность участков МГ по этапам строительства, учитываемые в ТЭО, км	Протяженность перспективных участков МГ, не учитываемых в ТЭО, км	Общая протяженность маршрута
Вариант 1.1 - «Кызылорда-Астана-Кокшетау-Петропавловск» с перспективными отводами на Костанай и Павлодар				
1-этап	Кызылорда-Астана	1081		
2-этап	Астана-Кокшетау	276		
3-этап	Кокшетау-Петропавловск	177		
перспектива	Кокшетау-Костанай		423	
	Темиртау-Павлодар		430	

	ИТОГО:	1534	853	2387
Вариант 1.2 – «Аральск-Астана-Кокшетау-Петропавловск» с перспективными отводами на Костанай и Павлодар				
1-этап	Аральск-Астана	1213		
2-этап	Астана-Кокшетау	276		
3-этап	Кокшетау-Петропавловск	177		
	Кокшетау-Костанай		423	
перспек-тива			430	
	Темиртау-Павлодар		853	
	ИТОГО:	1666		2519

Схема проектных и перспективных вариантов развития Проекта МГ «САРЫ-АРКА»

На основании технико-экономического сравнения двух вариантов выбран вариант 1.1 газоснабжения.

Маршрут утвержден протоколом совещания в АО «КазТрансГаз» по вопросам газификации г. Астана и северных регионов Республики Казахстан от 28 сентября 2016 года.

Объемы транспортировки газа по этапам строительства приняты с учетом прогнозных объемов потребления газа и планируемым графиком реализации Проекта.

Диаметры участков МГ «САРЫ-АРКА» и газопроводов-отводов, а также параметры работы и расстановка компрессорных станций определены гидравлическим расчетом для летнего и зимнего режимов работы трубопровода с учетом возможной перспективной газификации.

В ТЭО в соответствие с согласованным маршрутом рассмотрено строительство линейной части газопровода и компрессорных станций, обеспечивающих транспортировку и поставку природного газа потребителям Карагандинской, Акмолинской, Северо-Казахстанской и, в перспективе Костанайской и Павлодарской областей.

Реализация Проекта по строительству магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» предусматривается с выделением четырех этапов, а в них - отдельных очередей строительства.

I-этап (2017-2020 гг.) - строительство линейной части МГ «САРЫ-АРКА» на участке «Кызылорда-Астана» Dн820 мм протяженностью 1081 км с газопроводами-отводами на АГРС-1 «Астана», АГРС-2 «Астана», в котором выделены две очереди строительства:

I-очередь строительства 2017-2018 гг. - строительство линейной части МГ «САРЫ-АРКА» на участке «Кызылорда-Астана» протяженностью 1081 км с газопроводами-отводами на АГРС-1 «Астана», АГРС-2 «Астана»;

строительство двух автоматизированных газораспределительных станции – АГРС-1 «Астана», АГРС-2 «Астана»;

II-очередь строительства 2019-2020 гг. - строительство инженерных систем на участке МГ «Кызылорда-Астана» (ВОЛС, СЛТМ, электроснабжение, ЭХЗ, связь) и газопроводов-отводов на АГРС-«Жезказган», АГРС-«Караганда», АГРС-«Темиртау»;

строительство трех автоматизированных газораспределительных станции (АГРС) – (АГРС-«Жезказган», АГРС-«Караганда», АГРС-«Темиртау»).

II-этап (2022-2023 гг.) - строительство линейной части МГ «САРЫ-АРКА» на участке «Астана-Кокшетау» Dн630 мм протяженностью 276 км и инженерных систем (ВОЛС, СЛТМ, электроснабжение, ЭХЗ, связь) с газопроводом-отводом и АГРС-«Кокшетау».

III-этап (2024-2025 гг.) - строительство линейной части МГ «САРЫ-АРКА» на участке «Кокшетау-Петропавловск» Dн 426 мм протяженностью 177 км и инженерных систем (ВОЛС, СЛТМ, электроснабжение, ЭХЗ, связь) газопроводом-отводом и АГРС-«Петропавловск».

IV-этап (2028-2031 гг.) – строительство копрессорных станций (КС), РЭУ, вахтового поселка на участке МГ «Кызылорда-Астана», в котором выделены две очереди строительства:

I-очередь строительства - строительство КС-«Жезказган», РЭУ, вахтового поселка на участке МГ «Кызылорда-Астана»;

II-очередь строительства - строительство КС-«Темиртау», РЭУ, вахтового поселка на участке МГ «Кызылорда-Астана».

Диаметры участка МГ СА «Кызылорда-Астана» рассчитаны в двух вариантах с $D_н$820 мм и $D_н$1020 мм.

В соответствии с протоколом заседания научно-технического совета АО «КазТрансГаз» от 23 ноября 2016 года № 5 в качестве наиболее оптимального принят вариант для строительства магистрального газопровода с диаметром трубопровода $D_н$820 мм на участке «Кызылорда-Астана» по маршруту «Кызылорда-Астана-Кокшетау-Петропавловск» с перспективными отводами на г. Костанай и г. Павлодар.

Технологические параметры магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» и компрессорных станций (диаметр, рабочее давление, протяженность, число КС, степень сжатия, температура охлаждения газа на КС) определены на основе оптимизационных гидравлических расчетов для варианта рабочего давления PN 9,81 МПа согласно техническим условиям в точке присоединения к МГ «Бейнеу-Шымкент».

В ТЭО рассмотрена прокладка магистрального газопровода со следующими техническими параметрами технико-экономических показателей:

маршрут трассы магистрального газопровода - «Кызылорда-Астана-Кокшетау-Петропавловск»;

диаметр газопровода – 820 мм;

давление газа в газопроводе – 9,81 МПа;

объем транспортировки природного газа на расчетный срок (2040 г.):

без компрессорной станции – до 2,975 млрд. $м^3$/год,

с компрессорными станциями – до 3,66 млрд. $м^3$/год.

<u>I-Этап</u>

Участок магистрального газопровода «Кызылорда-Астана» $D_н$820 мм протяженностью 1081 км;

Газоизмерительная станция (далее ГИС) – 1 ед;

Линейные крановые узлы – 35 ед;

Охранные крановые узлы – 14 ед;

Узлы запуска очистного устройства (УЗОУ) – 2 ед;

Узлы запуска-приема очистного устройства (УЗПОУ) – 6 ед;

Узел приема очистного устройства (УПОУ) – 1 ед;

Автоматические газораспределительные станции АГРС-1 «Астана», АГРС-2 «Астана»;

автоматическая газораспределительная станция АГРС-«Жезказган»;

автоматическая газораспределительная станция АГРС-«Караганда»;

автоматическая газораспределительная станция АГРС-«Темиртау».

<u>II-Этап</u>

Участок магистрального газопровода «Астана-Кокшетау» Dн630 мм протяженностью 276 км;

Линейные крановые узлы – 8 ед;

Охранные крановые узлы – 1 ед;

Узлы запуска-приема очистного устройства (УЗПОУ) – 2 ед;

Автоматическая газораспределительная станция АГРС-Кокшетау.

<u>III-Этап</u>

Участок магистрального газопровода «Кокшетау-Петропавловск» Dн426 мм протяженностью 171 км;

Линейные крановые узлы – 5 ед;

Охранные крановые узлы – 1 ед;

Узлы приема очистного устройства (УПОУ) – 1 ед;

Автоматическая газораспределительная станция АГРС-Петропавловск.

<u>IV-Этап</u>

компрессорные станции КС-Жезказган, КС-Темиртау – 2 ед;

ремонтно-эксплуатационные участки (далее РЭУ) – 2 ед;

вахтовые поселки (далее ВП) – 2 ед;

площадка водозабора и водоподготовки – 1 ед;
площадка очистных сооружений бытовых стоков – 2 ед.

Линейные сооружения

Началом трассы принята врезка в существующий газопровод «Бейнеу-Шымкент» Dн1067 мм на 988 км. Трасса газопровода от точки присоединения к действующему магистральному газопроводу «Бейнеу-Шымкент» на 988 км за КС-«Караозек» следует в северном направлении по территории Сырдарьинского и Шиелийского районов Кызылординской области вдоль автодороги А-17 «Кызылорда-Павлодар-Успенка-граница РФ» в направлении г. Жезказган.

Выбор трубы

Выбор труб и конструктивных элементов газопровода выполнен на основании расчетов и требований СНиП РК 3.05.01-2010 в соответствии со стандартами заводов-производителей СНГ и дальнего зарубежья, по характеристике марок стали К60, К56. К55, Х-65, Х-65, Х-70 и по пределу прочности и текучести каждой марки. В результате расчетов и вариантной проработки для прокладки рекомендована труба из стали К-60 для трубы $D_н$820 мм и $D_н$630 мм и К-55 для трубы $D_н$426 мм с толщинами стенок:

I категории – 820х18 мм; 630х14,4 мм; 426х10 мм;
II и III категорий – 820х14 мм; 630х11,5 мм; 426х8 мм;
II и III категорий – 820х12 мм; 630х10 мм; 426х7 мм.

Подземные участки газопровода I, II, III категории предусмотрены из стальных электросварных прямошовных труб с заводским полиэтиленовым покрытием 3,0 мм. В местах прохождения по солончаковым участкам с заводским полиэтиленовым покрытием 3,5 мм.

Категория при прокладке линейной части трубопровода принята – III, с отдельными участками II и I категории согласно СНиП РК 3.05.01-2010.

Категория при прокладке трубопроводов, расположенных в пределах территории КС и АГРС.

Основные конструктивные характеристики магистрального газопровода

Основные конструктивные характеристики газопровода включают в себя: диаметр трубы, толщину стенки трубы в зависимости от категории участка, а также отдельные элементы - пригрузы на участках с затоплением и высоким уровнем воды, стабилизирующие устройства для поглощения деформаций от давления и температурных колебаний, электроизолирующие вставки для электрического разделения участков трубопровода.

Общая длина газопровода – 1534 км (с учетом рельефа поверхности земли и нормативных требовании по прокладке трубопровода, резервных линий при переходах рек).

Показатели протяженности трассы газопровода

Таблица 3

№ Этапа	Диаметр	Длина участка, км			ИТОГО:
		кат.-I	кат.-II	кат.-III	
I-Этап	Dн 820	5,782	47,206	1028,512	1081,5
II-Этап	Dн 630	0,742	8,779	266,575	276,097
III-Этап	Dн 426	0,318	6,884	169,798	177,000

Газоизмерительная станция (ГИС)

Газоизмерительная станция располагается после охранного крана в точке врезки магистрального газопровода к существующему магистральному газопроводу «Бейнеу-Шымкент» на 988 км на расстоянии 0,3 км от узла подключения.

Газоизмерительная станция предусмотрена для измерения расхода и качества транспортируемого газа по магистральным трубопроводам. ГИС предусмотрена с коммерческим узлом учета и контроля качества газа.

В состав площадки на ГИС входят следующие сооружения: узел замера расхода газа DN300 (3 рабочих + 1 резервная линия), блок КИПиА, блок контроля качества газа, дренажная емкость V=5 м^3, узел очистки и вспомогательных сооружений.

Линейные крановые узлы

Для обеспечения отключения отдельных участков на случай аварии или ремонта, предусмотрена установка линейных кранов.

Установка линейных кранов предусмотрена на расстоянии не более 30 км друг от друга. Категория участка газопровода с крановым узлом – II, категория примыкающих участков газопровода к крановому узлу - II, по 250 м от кранового узла в обе стороны.

В качестве линейной запорной арматуры приняты полнопроходные шаровые краны DN800, DN600 и DN400 для подземной установки с концами под приварку, пневмогидроприводом и дистанционным управлением.

Все крановые узлы имеют местное и дистанционное управление.

Для обвязки крановых узлов приняты полнопроходные шаровые краны DN300, DN200, DN150 для подземной установки с концами под приварку и ручным управлением.

Полностью смонтированный крановый узел устанавливается на площадке в ограждении.

Для подключения к рассматриваемому газопроводу перспективных АГРС для газоснабжения населенных пунктов вдоль трассы газопровода предусмотрены отводы в составе обвязки кранового узла.

К крановому узлу предусмотрен подъезд автотранспорта.

Охранные крановые узлы

Для обеспечения отключения отдельных участков на случай аварии или ремонта, предусмотрена установка охранных кранов DN100÷800:

на узле подключения к существующему МГ «Бейнеу-Шымкент»;

охранных рядом с КС на расстоянии не менее 500 м от нее;

на узлах подключения газопроводов к КС;

в местах подключения газопроводов-отводов на АГРС;

на резервных нитках перехода газопровода через реку Нура.

Узлы запуска очистного устройства (УЗОУ). Узлы запуска-приема очистного устройства (УЗПОУ). Узел приема очистного устройства (УПОУ)

Для периодической очистки полости газопровода, с целью поддержания пропускной способности газопровода на уровне проектной, а также для запуска и приема диагностических устройств предусмотрена установка узлов запуска и приема очистных устройств. Категория участка газопровода – II.

В состав сооружений УЗОУ и УЗПОУ DN800 и DN400 входят:

камера запуска очистного и диагностирующего устройства;

камера запуска и камера приема;

механизмы для извлечения, перемещения и запасовки ОУ;

запорная арматура и продувочные свечи;

трубопроводы обвязки камеры запуска и приема;

сигнализаторы прохождения очистных устройств, устанавливаемые на 1000 м до камеры приема поршня и через 1000 м после камеры запуска ОУ;

блок-бокс СЛТМ;

конденсатосборник объемом 50 м^3 для сбора продуктов очистки.

Автоматизированные газораспределительные станции (АГРС)

АГРС предусматривается на базе блочных газораспределительных станций полного заводского изготовления, представляют собой комплекс технологического оборудования, обеспечивающего выполнение следующих основных функций:

очистку газа от капельной влаги и механических примесей с последующим удалением продуктов очистки;

подогрев газа перед редуцированием;

редуцирование магистрального газа до требуемого давления и поддержание давления на заданном уровне с необходимой точностью;

автоматическое управление режимами работы технологического оборудования станции с дистанционной выдачей аварийных и предупредительных сигналов в операторную.

В составе АГРС предусмотрен: блок переключений; блок технологический с узлом очистки и осушки газа на базе ФС и линиями редуцирования давления по каждому выходу; подогреватели газа; блок автоматической одоризации по каждому выходу; блок «Операторная» с размещением САУ ТП ГРС, систем контроля пожароопасности, загазованности, источника бесперебойного электропитания; подземная емкость сбора конденсата; подземная емкость хранения одоранта.

В ТЭО рассмотрена установка 7 АГРС по трассе МГ:

АГРС-1 «Астана» производительностью 205 тыс. м^3/час;

АГРС-2 «Астана» производительностью 205 тыс. м^3/час.

АГРС-«Жезказган» производительностью 40 тыс. м^3/час;

АГРС-«Караганда» производительностью 110 тыс.м^3/час;

АГРС-«Темиртау» производительностью 50 тыс.м^3/час;

АГРС-«Кокшетау» производительностью 70 тыс.м^3/час;

АГРС-«Петропавловск» производительностью 85 тыс.м^3/час.

Давление газа на входе АГРС (для всех АГРС):

минимальное 2,5 МПа;

максимальное 9,81 МПа.

Прокладка газопровода

Газопровод прокладывается в основном по незаселенной местности с привязкой к наиболее крупным населенным пунктам.

Выбор прохождения трассы определился исходя из нормативных требований для магистральных газопроводов.

При выборе трассы газопровода, при всех прочих равных условиях отдавалось предпочтение варианту прохождения по участкам, не требующим рекультивации земель, т.е. где плодородный слой менее 0,1 м или отсутствует совсем.

Для строительства газопровода предусмотрено использование, как существующих автодорог, так и прокладка дополнительных дорог.

В ТЭО рассмотрено выполнение работ по строительству газопровода традиционным поточным непрерывным методом.

Переходы через естественные и искусственные преграды (автодороги, железные дороги, водные преграды)

Рассматриваемый газопровод пересекает ряд дорог местного и республиканского значения I-V категории и железную дорогу. Пересечение автодорог I-III категории и железных дорог предусмотрено в соответствии с техническими условиями организации, эксплуатирующей пересекаемые сооружения.

Через асфальтированные автодороги IV-V категории, не включенные в перечень технических условий, предусмотрена прокладка газопровода в кожухе открытым способом.

Глубина прокладки под автодорогами должна быть не менее 1,4 м от покрытия дороги до верхней образующей кожуха. Конец защитного кожуха должен быть выведен на расстояние 25 м от подошвы земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Глубина прокладки под железными дорогами должна быть не менее 3,0 м от подошвы рельса до верхней образующей кожуха. Конец защитного кожуха должен быть выведен на расстояние 50 м от откоса насыпи или бровки откоса выемки при наличии водоотводного сооружения от крайнего водоотводного сооружения.

Категория участка газопровода перехода через автодороги I-IV категорий (включая участки длиной 25 м по обе стороны) – II.

Категория участков газопровода, примыкающих к переходу автодорог I-II категорий (длиной 225 м в обе стороны) – II.

Категория участков газопровода, примыкающих к железным дорогам всех категорий (длиной 225 м в обе стороны) – II.

Переходы через водные преграды предусматриваются открытым способом, дюкером с прокладкой по руслу, с отводом русла на период производства работ.

Переход через реку Нура, категория трубопровода - I, предусматриваются способом ННБ (наклонно-направленное бурение).

На переходах через реки приняты меры против всплытия газопровода.

Защита трубопровода от подземной коррозии, не зависимо от коррозионной активности грунта и района прокладки, осуществлена комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимзащиты. Согласно СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 предусматривается труба с заводским усиленным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе полимерных материалов толщиной 3,0 мм (на солончаковых участках 3,5 мм), в сочетании с системой электрохимзащиты по всему трубопроводу.

При разработке ТЭО сейсмичность площадок принята с учетом категории грунтов по сейсмическим свойствам. Согласно карте сейсмического районирования маршрут газопровода проходит в несейсмической зоне.

При прокладке магистрального трубопровода в скальном грунте необходимо предусматривать срезку и подсыпку грунта с целью устройства рабочей полосы (полки), а также предусмотрена мягкая подушка под трубопроводом и предварительная обсыпка трубопровода мягким грунтом перед обратной засыпкой траншеи.

Станционные сооружения

Компрессорные станции

Гидравлическим расчетом на заданный объем подачи газа определено количество и местоположение компрессорных станций. КС (2 шт.) расположены в Карагандинской области. КС «Жезказган» – в Улытауском районе, КС «Темиртау» – в Бухар-Жырауском районе. КС расположены на расстоянии 225 м от газопровода. Расстановка компрессорных станций осуществлена исходя из обеспечения необходимого давления на входе в компрессорную станцию для работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА) в номинальном режиме.

При выборе ГПА для компрессорной станций выполнен анализ показателей возможного к применению ряда ГПА различных производителей, включая заводы СНГ, Европы, США. Установленная мощность КС – 17,1 МВт, степень сжатия – 1,7.

Компрессорная станция предназначена для создания необходимых условий для транспорта газа по трубопроводу, что достигается следующими мероприятиями:

очисткой газа от твердых частиц,

компримированием (сжатием) транспортируемого газа до определенной степени для достижения необходимого давления для транспорта газа;

охлаждением газа после сжатия, в процессе которого температура повышается.

Остальные вспомогательные процессы (редуцирование, подготовка пускового и топливного газа, электроснабжение, смазка агрегатов и пр.) предназначены для обеспечения основного технологического цикла КС.

Компрессорные агрегаты поставляются в комплекте с системами жизнеобеспечения агрегатов - топливной, воздухо- и маслосистемами и их внутренней трубной обвязкой.

На входе в компрессорную станцию предусмотрена установка очистки газа от жидкости и механических примесей, с целью предотвращения загрязнения и эрозии оборудования и трубопроводов КС, на выходе из компрессорного цеха - установка охлаждения газа с аппаратами воздушного охлаждения, для понижения температуры газа менее 50°С на выходе из КС.

Отвод продуктов чистки предусмотрен в дренажную емкость и далее в конденсатосборник площадки УЗПОУ.

РЭУ и вахтовые поселки

Ремонтно-эксплуатационный участок является основным производственным звеном по эксплуатации технологического оборудования КС, контрольно-измерительных приборов и автоматики.

РЭУ и вахтовые поселки расположены в районе КС. РЭУ (2 шт.) расположен на расстоянии 300 м от площадок КС. Вахтовые поселки (2 шт.) на 100 человек расположены на расстоянии 100 м от площадок КС.

Вахтовый поселок представляет собой комплекс жилых, культурно-бытовых, санитарных и хозяйственных зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности работников, работающих вахтовым методом, в период их отдыха на вахте, а также обслуживания строительной и спецтехники, автотранспорта, хранения запасов товарно-материальных ценностей.

Управление магистральным газопроводом (УМГ)

Для эксплуатации и управления магистральным газопроводом предусмотрены три УМГ – существующие с расширением в городах Кызылорда, Караганда и Астана. УМГ является основным производственным звеном по ремонту и обслуживанию линейных сооружений и АГРС. УМГ будет заниматься управлением всеми входящими подразделениями – МГ, КС, РЭУ, ЛПУ, АГРС.

Автоматизация технологических процессов

Комплексная система автоматизации магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» (КСА МГ СА) предназначена для обеспечения оперативного контроля за состоянием технологических объектов линейной и станционной частей магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» и автоматизированного оперативного управления ими с пунктов управления и ОП на КС. Контроль параметров в режиме наблюдения всего магистрального газопровода ведется с ПУ Кызылорда на территории ГИС и ПУ Астана на территории АГРС-1. Контроль параметров в режиме наблюдения всего магистрального газопровода ведется с уровня ЦДУ КТГ в г. Астана.

Работа магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» координируется с единым центром газопроводов Республики Казахстан. Система также обеспечивает контроль и управ-

ление параметрами СКЗ, объектов электроснабжения, измерение количественных и качественных параметров транспортируемого газа на ГИС, управление энергоресурсами, коммерческий учет электроэнергии и передает информацию от охранных объектов магистрального газопровода.

Система автоматизации состоит из следующих направлений автоматизации:

система линейной телемеханики (СЛТМ);

автоматизированная система управления технологическими процессами компрессорной станции (АСУ ТП КС);

автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) газоизмерительной станции ГИС;

автоматизированная система управления энергоресурсами (АСУЭ), в том числе автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), учет тепла и газа, расходуемого на производство электроэнергии и тепла;

автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) магистрального газопровода «САРЫ-АРКА».

Объектами автоматизации являются крановые площадки, охранные краны, узлы подключения к другим магистральным газопроводам, узлы приема/запуска очистного устройства, газоизмерительные станции, компрессорные станции, станции катодной защиты, ГРС, оборудование электроснабжения.

Для компрессорных станций выбрана современная модульная компоновка основного технологического оборудования в комплекте со всеми вспомогательными системами агрегата, аппараты воздушного охлаждения сжатого газа на выходе, а также все необходимые трубопроводы, арматуру, средства измерения.

Уровни оперативно-диспетчерского управления МГ «САРЫ-АРКА»:

пункт управления ЦДУ - верхний уровень;

пункты управления Кызылорда и Астана – средний уровень;

местное управление оборудованием и процессами - нижний уровень.

Основные технические решения

На крановых площадках с RTU (с шагом приблизительно 60 км), УЗПОУ размещаются шелтеры комплектно с системами электроснабжения, связи, телемеханики, микроклимата, охранно-пожарной сигнализации. На площадках охранных кранов КС расположены шкафы с поддержанием температурного режима.

Все установки запуска и приема очистных устройств газопровода (УЗПОУ) (7 шт.) оснащены RTU, имеют щит дистанционного управления кранами с панелью индикации. УЗПОУ на КС «Жезказган» и КС «Темиртау» – функционально относятся к станционному уровню и управляются от станционных систем SCS и ESD. Остальные УЗПОУ (4 шт.) относятся к линейной части; предусмотрен резерв для каналов ESD. УЗОУ будет без шелтера, щит управления с RTU находится в ОП на узле замера расхода газа (ГИС).

Для управления объектами магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» предусмотрены ПУ Кызылорда на территории ГИС и ПУ Астана на территории АГРС-1 Программно-технические средства на обоих ПУ одинаковы.

Задачи составляющих КСА линейной части магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» систем - СЛТМ, АСУЭ, АСДУ - реализуются двумя комплектами резервированного серверного оборудования, резервированных АРМ сменного диспетчерского персонала. Функции по получению данных от удаленных объектов, обработке, доставке, сохранению информации, человеко-машинному интерфейсу, мониторингу объекта, обмену информацией между уровнями КСА линейной части магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» реализуются по SCADA-пакету.

Решения по структуре КСА МГ «САРЫ-АРКА», средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы

Оперативное управление объектами магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» имеет трехуровневую структуру.

Верхним уровнем является ЦДУ КТГ в г. Астана, которое выполняет мониторинг и общее управление магистрального газопровода.

Пункты управления Кызылорда и Астана осуществляют непосредственное управление объектами по всей трассе магистрального газопровода «САРЫ-АРКА»

Нижний уровень - уровень местного контроля и управления. Управление технологическим оборудованием и процессами на месте производится от местных пультов или устройств.

При нормальных условиях, мониторинг и управление объектами по всей трассе линейной части магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» осуществляется из ПУ Кызылорда и Астана. Местный режим используется в случае планово-технического обслуживания или аварийно-восстановительных работ.

Средства и способы связи для информационного обмена

Взаимодействие серверов, АРМ сменного персонала, принтеров обеспечивается посредством Ethernet внутри локальной вычислительной сети линейной части магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» и не требует дополнительной коммуникационной аппаратуры.

Взаимодействие контроллеров линейных объектов, серверов разных уровней осуществляется посредством связи по ВОЛС с резервом по спутниковым каналам.

Передача данных с контроллера шелтера пересечения с железной дорогой производится при помощи УКВ-модема до ближайшей базовой станции связи линейной части магистрального газопровода «САРЫ-АРКА».

Решения по взаимосвязям КСА МГ «САРЫ-АРКА», со смежными системами, обеспечению ее совместимости

КСА линейной части магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» обеспечивает сопряжение со смежными системами магистрального газопровода:

с системой связи по интерфейсу Ethernet;

с СКЗ по интерфейсу RS-485 и протоколу Modbus RTU;

с системой пожарной безопасности по интерфейсу типа «сухой контакт»;

с системой охранной безопасности по интерфейсу типа «сухой контакт»;

с системой контроля загазованности станции по интерфейсу типа «сухой контакт».

На программном уровне информационное взаимодействие КСА линейной части магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» со смежными системами реализуются при помощи использования ОРС-технологии.

Решения по режимам функционирования и диагностированию системы

КСА линейной части магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» функционирует в режиме реального времени 24 часа в сутки.

Обмен информацией между ЦДУ, КП, ДП и ПУ выполняется циклически в автоматическом режиме и в ручном режиме по запросам обслуживающего персонала (в том числе индивидуальный вызов КП и работа с ним по выбору оператора: управление, чтение технологических параметров, модификация параметров, конфигурирование).

Система производит непрерывную диагностику системного оборудования, коммуникаций и полевого оборудования.

6.4 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

В соответствии с согласованным маршрутом МГ «Сары-Арка» проложен по Кызылординской, Карагандинской, Акмолинской, Северо-Казахстанской, Костанайской областям и, в перспективе, по Павлодарской и Костанайской областям Республики Казахстан.

Значительная часть магистрального газопровода проходит по освоенным территориям.

Трасса проектируемого магистрального газопровода пересекает с юга на северо-восток значительную по площади территорию, характеризующуюся разнообразием геоморфологического строения.

Природно-климатические условия района строительства:

Кызылординская область (г. Кызылорда)

климатический подрайон	- IVГ;
нормативное ветровое давление	- 38 кгс/м^2;
нормативная снеговая нагрузка	- 50 кгс/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 24°С;
глубина промерзания грунтов	- 109 см.

Карагандинская область (г. Караганда)

климатический подрайон	- IВ;
нормативное ветровое давление	- 48 кгс/м^2;
нормативная снеговая нагрузка	- 100 кгс/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 32°С;
глубина промерзания грунтов	- 208 см.

Акмолинская область (г. Кокшетау)

климатический подрайон	- IВ;
нормативное ветровое давление	- 48 кгс/м^2;
нормативная снеговая нагрузка	- 100 кгс/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 36°С;
глубина промерзания грунтов	- 218 см.

г. Астана

климатический подрайон	- IВ;
нормативное ветровое давление	- 38 кгс/м^2;
нормативная снеговая нагрузка	- 100 кгс/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 35°С;
глубина промерзания грунтов	- 210 см.

Северо-Казахстанская область (г. Петропавловск)

климатический подрайон	- IВ;
нормативное ветровое давление	- 30 кгс/м^2;
нормативная снеговая нагрузка	- 70 кгс/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 36°С;
глубина промерзания грунтов	- 230 см.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Согласно «Отчет по инженерно-геологическим изысканиям шифр 0205-1/40-16R-ИИ», выполненные консорциумом ТОО «КАТЭК» и ТОО «АлатауГорПроект» инженерно-геологические изыскания представлены по участкам.

Кызылординская область

L-42-XXV. Местность представляет собой равнину Дарьялыктакыр с песчаными буграми, грядами и значительными площадями такыров в понижениях.

В северо-восточной части понижения заполнены озерами и солончаками. В юго-восточной части возвышаются горы Актау, с вершиной гора Даут (272 м). Абсолютные высоты равнинной части колеблются от 125 до 150 м.

Грунты равнины, в основном, песчаные и суглинистые. В районе гор Актау грунты каменистые. Грунтовые воды залегают на глубине от 2 до 16 м.

L-42-XIX. Территория представляет собой равнину, пересеченную уступом, обращенным скатом на север, который на западе территории имеет протяжение с запада на восток, а на востоке территории поворачивает на северо-восток. Относительная высота уступа до 80 м. Уступ пересечен большим количеством промоин и сухих русел. С уступа открывается видимость на север на расстояние до 20 км. Равнина к югу от уступа имеет почти идеально ровную поверхность, местами прерываемую котлованами разной величины. Дно многих котловин занято такырами или солончаками. К югу от урочища Сарыапан, на равнине, имеется большое количество мало заметных на местности пологих бугров. Равнина к северу от уступа имеет общий скат к большой котловине, занятой солончаком Арыс. На этой равнине имеется большое количество мелких засоленных площадей. К западу от солончака Арыс расположены грядово-бугристые пески Арыскум. Песчаные гряды ориентированы с юго-запада на северо-восток. Пески закреплены полукустарниковой растительностью и саксаулом.

Грунты суглинистые, супесчаные, солончаковые и песчаные. Грунтовые воды залегают, как правило, на глубине 5-10 м, а иногда и глубже.

Карагандинская область

L-42-XIV. Северную и южную часть территории занимает всхолмленная равнина. Между этими участками равнины с запада на восток простираются пески Мойынкум. С северо-востока на юго-запад всю территорию прорезает долина реки Сарысу. Местность к востоку от реки Сарысу принадлежит к пустыне Бетпак-Дала. Рельеф всхолмленной равнины однообразен. Отдельные, небольшие по высоте, плосковершинные (часто столообразные) возвышенности расчленены широкими лощинами. Относительная высота возвышенностей 40-60 м.

Пески Мойынкум бугристо-ячеистые. Пески закреплены редким кустарником и травянистой растительностью.

Грунты преобладают глинистые, суглинистые и песчаные. Грунтовые воды залегают на глубине до 10 м.

M-42-XXXIII. Местность представляет собой волнисто-грядовую равнину с относительными высотами гряд и холмов до 50 м. Склоны холмов изрезаны большим количеством неглубоких лощин с пологими скатами. Местность характерна наличием на склонах холмов и гряд, а также между холмами, большого количества невысоких (высотой 5-10 м) бугров с плоскими вершинами и пологими склонами.

Грунты глинистые и суглинистые, местами засоленные, щебеночно-суглинистые и лессовые. Грунтовые воды, местами засоленные, залегают на глубине 2-10 м, а иногда и глубже.

М-42-XXXV. Местность представляет собой волнистую равнину, среди которой возвышаются отдельные невысокие останцевые горы с относительными высотами до 150 м (абсолютные высоты до 655 м). Для равнины характерно наличие большого количества отдельных бугров и сопок с относительными высотами 10-20 м и склонами крутизной 3-10°; а также замкнутых котловин с очень пологими склонами, дно которых очень часто занято пересыхающими озерами. В северо-западной части территории, значительная площадь занята отдельными массивами песков. Пески бугристые, закрепленные; высота песчаных бугров 3-10 м.

Грунты суглинистые и глинистые (местами засоленные), щебеночно-супесчаные, песчаные и супесчаные. Грунтовые воды, во многих случаях засоленные, залегают на глубине 2-10 м, а иногда и глубже.

М-42-XXIV. Поверхность территории холмисто-грядовая равнина с отдельно расположенными и замкнутыми котловинами, занятыми озерами, солончаками, болотами. Равнину пересекают широкие неглубокие долины рек Нуры, Куланотпес и др. Долины имеют пологие склоны. Относительные высоты гряд и холмов до 70 м, отдельные сопки до 120 м.

Грунты глинистые и суглинистые, местами засоленные. Грунтовые воды залегают на глубине 2-10 м, а иногда и глубже.

Акмолинская область

М-42-XII. Местность представляет собой холмисто-грядовую равнину, расчленённую долинами рек Есиль и Нура. Относительные высоты холмов и гряд 20-50 м, абсолютные до 498 м. Гребни гряд широкие и волнистые, вершины холмов плоские, склоны (крутизной до 3°) изрезаны лощинами. Холмы и гряды разделены между собой понижениями, на дне которых встречаются западины, занятые небольшими болотами пли солончаками. Долины рек Есиль и Нура имеют пологие склоны, изрезанные лощинами.

Грунты суглинистые, местами засоленные, глинистые, скальные. Грунтовые воды в долинах рек и понижениях залегают на глубине 3-5 м, на возвышенных участках на глубине 35 м и более.

М-42-VI. Территория представляет собой холмисто-увалистую равнину, расчлененную долинами рек и лощинами. Относительная высота гряд и холмов 10-15 м, абсолютная высота до 455м, гребни увалов широкие, волнистые, иногда почти плоские, вершины холмов округлые, склоны, крутизной 1-5°, изрезаны лощинами. Исключением являются горы Жаксы Коянды на юго-востоке территории. Относительная высота гор до 80м, наибольшая абсолютная высота 451м, вершины резко очерчены, крутизна склонов до 15°. Отдельные горы, расположенные на северо-западе территории, также отличаются резко очерченными вершинами и расчлененностью склонов. На территории имеется много бессточных котловин и западин разной величины. Склоны котловин пологие, дно занято озерами или заболоченными лугами. Долины рек шириной 0,5-3,0 км с пологими склонами.

М-42-V. Местность представляет собой открытую холмисто-грядовую равнину, расчлененную долинами рек, лощинами и балками, среди которых встречаются обширные понижения с западинами и замкнутыми котловинами, занятыми озерами и заболоченными лугами. Относительные высоты гряд и холмов 10-40 м. Гребни гряд волнистые, вершины холмов плоские, склоны пологие. Долины рек неширокие, склоны пологие.

N-42-XXXV. Местность представляет собой холмисто-грядовую равнину - северо-восточную часть возвышенности Сарыарка (Казахского мелкосопочника), расчлененную неглубокими долинами рек. Высота холмов и гряд 20-60 м, гребни гряд волнистые, вершины холмов плоские или округлые, склоны крутизной 2-10° (в верхней части до 20°) изрезаны лощинами. Холмы и гряды разделены между собой понижениями, на дне которых

часто встречаются западины и замкнутые котловины, занятые озерами, небольшими солончаками или болотами. Долины рек (шириной 1-2 км) имеют пологие склоны (1-9°).

N-42-XXIX. Местность представляет слабо расчлененную, холмисто-грядовую равнину – возвышенность Сарыарка (северо-западная часть Казахского мелкосопочника). В центральной части над равниной возвышаются невысокие горы (максимальная высота 947 м). Холмы и гряды (высота 20-120 м) разделены неглубокими долинами и бессточными котловинами. Гребни гряд и вершины холмов плоские, склоны пологие (1-5°), расчлененные лощинами. Гребни гор волнистые, вершины куполообразные, склоны местами крутизной до 45°, иногда со скалистыми обрывами.

N-42-XXVIII. Местность холмисто-грядовая - северо-восточная часть возвышенности Сарыарка (Казахского мелкосопочника). Высота холмов и гряд 70-200 м, гребни гряд широкие волнистые, вершины холмов плоские или округлые, склоны крутизной 5-8° (в верхней части до 12°) изрезаны лощинами. Холмы и гряды разделены между собой обширными понижениями, на дне которых часто встречаются западины, занятые озерами и небольшими солончаками.

Северо-Казахстанская область

42 N-XXI. Местность представляет собой слабо всхолмленную равнину (абсолютные высоты 150-400 м), расчлененную неглубокими долинами рек. Холмы невысокие (высота 10-40 м) с плоскими вершинами и очень пологими склонами. Остальные холмы высотой до 130 ж имеют вершины в виде сопок, с крутыми склонами (до 15-20°). Небольшие западины и замкнутые котловины заняты озерами или заболочены.

N-42-XVI. Местность равнинная (абсолютные высоты 118-148 м) слабо расчлененная с отдельными невысокими (высота 5-20 м) холмами в южной части территории. На равнине имеются многочисленные впадины (глубиной 1-3м), в диаметре от нескольких десятков метров до нескольких километров. Дно впадин большей частью занято озерами, встречаются болота и солончаки.

N-42-X. Местность плоскоравнинная, пересеченная долиной реки Ишим. На равнине имеется большое количество блюдцеобразных бессточных впадин, занятых озерами и болотами. Долина реки Ишим (ширина 6-8 км) имеет левый склон пологий, правый крутой, расчлененный оврагами и промоинами, местами обрывистый

6.5 Схема генерального плана и транспорт

По маршруту МГ «Сарыарка» с принятыми технико-технологическими решениями строительства газопровода предусмотрено разместить линейные сооружения.

Площадки крановых узлов

По трассе магистрального газопровода размещены крановые узлы в количестве 48 единиц, из них линейные крановые узлы с RTU в количестве 22 ед., линейные крановые узлы без RTU – 21 ед., крановые узлы без RTU на отводах 5 ед.

А так же охранные крановые узлы в количестве 16 ед., из них охранных кранов по трассе магистрального газопровода 9 ед., охранные крановые узлы на отводах 7 ед.

Ограждение площадки предусмотрено из сетчатых панелей h = 2,2 м с насадкой из СББ «Егоза».

В состав площадок входят следующие сооружения: охранный кран; крановый узел; свеча продувочная; молниеотвод, блок-бокс СЛТМ; мачта антенны связи (за пределами ограждения территории кранового узла); комплектная трансформаторная подстанция; станция катодной защиты.

Узел запуска/приема очистных устройств (УЗПОУ, УЗОУ, УПОУ)

На магистральном газопроводе будут установлены: УЗПОУ – 8 шт., УЗОУ – 2 шт., УПОУ – 2 шт.

Площадка УЗПОУ в пределах ограждения имеет размеры 54,0х120,0 м, площадью территории 0,648 га. Ограждение площадки предусмотрено из сетчатых панелей h = 2,2 м с насадкой из СББ «Егоза».

Площадка газоизмерительной станции

Площадка ГИС будет размещена на обводных линиях подачи газ. Размер площадки ГИС в пределах ограждения 48,0х57,0 м. Ограждение площадки принято из сетчатых панелей h = 2,2 м с насадкой из СББ «Егоза».

Автоматическая газораспределительная станция (АГРС)

По трассе МГ предусмотрено 7 АГРС, представляющих собой открытую технологическую площадку.

Размер площадки в пределах ограждения:

АГРС «Жезказган», АГРС «Темиртау», АГРС «Кокшетау» - 40,0х60,0 м;

АГРС «Караганда», АГРС «Петропавловск» - 60,0х62,0 м;

АГРС «Астана-1», АГРС «Астана-2» - 50,0х100,0 м.

Ограждение площадки принято из сетчатых панелей h = 2,2 м с насадкой из СББ «Егоза».

Компрессорная станция

По трассе МГ предусмотрены две компрессорные станции, РЭУ, вахтовый поселок и очистные сооружения, представляющие собой открытую технологическую площадку.

Размер площадки в пределах ограждения:

компрессорная станция (КС) – 218,5х212,0 м;

ремонтно-эксплуатационный участок (РЭУ) – 150,0х167,5 м;

вахтовый поселок (ВП) – 150,0х214,0 м;

очистное сооружение – 123,6х159,8 м.

Ограждение площадки принято из сетчатых панелей h = 2,2 м с насадкой из СББ «Егоза». К площадкам компрессорных станций запроектирована двухполосная подъездная автомобильная дорога, шириной 6,0 м, примыкающая к дорогам общего пользования. Радиусы сопряжения с основной дорогой приняты 25,0 м

Внутриплощадочные проезды запроектированы шириной 4,50 м с радиусами поворотов в 15,0 м на въездах на КС и 9,0 м на промышленных площадках. Пешеходные дорожки и тротуар приняты шириной 1,5 м.

Сеть проездов по участку обеспечивает беспрепятственный доступ в функциональные зоны спецтранспорта и пожарных машин и возможностью доступа их к основным и вспомогательным входам.

Стоянка на 10 служебных автомобилей предусмотрена на въезде к площадке КС.

К узлу запуска и приема очистных устройств (УЗПОУ) запроектирована автомобильная дорога шириной 4,5 м. Покрытие проездов, площадок, дорожек принято асфальтобетонным.

В состав площадки КС «Жезказган», КС «Темиртау» входят:

компрессорный цех;

установка очистки газа;

прожекторная мачта;

установка воздушного охлаждения газа;

склад метанола;
установка подготовки топливного и импульсного газа;
электрощитовая АВО газа;
компрессорная установка сжатого воздуха;
склад тарного хранения масла;
установка газового пожаротушения;
материальный склад;
дизельная электростанция;
емкости дизельного топлива;
узел технологического замера расхода газа;
производственно-энергетический блок;
насосная станция водоснабжения;
резервуары противопожарного и питьевого запаса воды;
пожарное депо на 2-е машины;
очистные сооружения дождевых вод: резервуар-накопитель, насосная станция очищенных дождевых вод;
насосная станция бытовых сточных вод;
котельная (блочная);
спутниковая антенна;
служебно-эксплуатационный блок;
контрольно-пропускной пункт;
площадка на 10 а/м;
площадка продувочных свечей.

Технические показатели компрессорной станции

Площадь участка	- 4,63 га.
Площадь застройки	- 7 700,0 м^2.
Площадь покрытия проездов и тротуаров	- 26 700,0 м^2.
Площадь озеленения	- 11 900,0 м^2.

Технические показатели очистного сооружения

Площадь участка	- 1,31 га.
Площадь застройки	- 3 925,0 м^2.
Площадь покрытия проездов и тротуаров	- 775,0 м^2.
Площадь озеленения	- 8 400,0 м^2.

<u>Площадки РЭУ и ВП</u>

В состав площадок РЭУ «Жезказган», РЭУ «Темиртау» входят:
административное здание;
контрольно-пропускной пункт;
КТП;
производственный корпус;
гараж на 10 а/машин;
блок заправочный контейнерный на две ТРК, две емкости по 5 м^3;
материальный склад;
открытый склад оборудования;
открытая стоянка тяжелой техники;
площадка аварийного запаса труб;
насосная станция бытовых сточных вод;

площадка с эстакадой для мойки автомобилей;
очистные сооружения от мойки автомобилей;
грязеуловитель;
пожарный щит;
уборная на 2 очка с выгребом;
открытая стоянка на 10 а/м;
очистные сооружения дождевых вод;
резервуар-накопитель;
насосная станция очищенных дождевых вод;
прожекторная мачта.

В состав площадки ВП «Жезказган», ВП «Темиртау» входят:
столовая;
хозяйственный блок;
жилой блок;
материальный склад;
контрольно-пропускной пункт;
котельная (блочная);
дизельная электростанция;
емкости для хранения дизельного топлива;
КТП;
уборная на 2 очка с выгребом;
насосная станция бытовых сточных вод;
волейбольная площадка;
площадка для игры в мини-футбол;
площадка для мусорных контейнеров;
открытая стоянка на 6 а/м;
насосная станция водоснабжения;
резервуары противопожарного запаса воды;
резервуары хозпитьевого запаса воды.

Территория площадок будет спланирована.

Для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы на площадках и примыкающих к ним территории будут предусмотрены мероприятия по благоустройству:
устройство тротуаров;
устройство лестниц-переходов (при необходимости).

Для озеленения и благоустройства территории вахтового поселка выбирается посадка деревьев или газон.

Общее внешнее ограждение территорий выполняется из металлических сетчатых панелей по металлическим столбам. Высота ограждения 2,2 м.

На входе на территорию устанавливаются калитки для эксплуатационного персонала.

Внутриплощадочные дороги и проезды

Внутриплощадочные дороги и проезды запроектированы в соответствии с требованиями СНиП 2.05.07-91* «Промышленный транспорт», с учетом противопожарного обслуживания предприятия и обеспечивают подъезд к зданиям и сооружениям».

Внутриплощадочные проезды приняты IV в категории по СНиП 2.05-07-91* со следующими
параметрами в плане:
ширина проезжей части – 4,5 м;

ширина обочины – 1,0 м;

ширина земляного полотна – 6,5 м;

радиус поворота в плане по оси проезда – 15,0 м.

Протяженность подъездных автодорог к площадкам линейных сооружений составляет 50,0 км.

У технологических сооружений в конце проездов, у въездов на территорию проектируемых площадок предусмотрены разворотные площадки. Минимальные размеры разворотных площадок – 12,0х12,0 м.

Дорожная одежда шириной 6,5 м переходного типа, серповидного профиля с щебеночным покрытием h=0,18 по выравнивающему слою из песка h=0,1 м.

Под насыпью на малых водотоках, соровых участках предусмотрены водопропускные трубы.

Предусмотрены пересечения вдольтрассового проезда с существующими автодорогами II-IV категории, а также примыкания к ним. Дорожная одежда на пересечениях (в пределах радиуса примыкания) принимается по типу на существующих автодорогах. Все проектные решения по пересечениям с автодорогами II-IV категории приняты в соответствии с СНиП РК 3.03-09-2006*.

Технические показатели РЭУ

Площадь участка	- 2,51 га.
Площадь застройки	- 5 567,0 м^2.
Площадь покрытия проездов и тротуаров	- 12 233,0 м^2.
Площадь озеленения	- 7 300,0 м^2.

Технические показатели вахтового поселка

Площадь участка	- 3,21 га.
Площадь застройки	- 2 745,0 м^2.
Площадь покрытия проездов и тротуаров	- 9 155,0 м^2.
Площадь озеленения	- 20 200,0 м^2.

6.6 Архитектурно-строительные решения

Вахтовый поселок

Столовая

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – II.

Здание столовой одноэтажное размерами в плане в осях 12,0х33,0 м.

Несущая система с неполным железобетонным каркасом, состоящая из несущих продольных наружных кирпичных стен и внутренней продольной монолитной железобетонной рамы.

Фундаменты под стены зданий – ленточные из сборных бетонных блоков по ГОСТ 13579-78* по фундаментным плитам по СТ РК 956-93.

Фундаменты под колонны по средней оси здания – отдельностоящие монолитные железобетонные.

Колонны и балки перекрытия – монолитные железобетонные.

Стены наружные – кирпичные толщиной 510 мм с утеплением минераловатными плитами толщиной 60 мм и облицовкой керамогранитом.

Покрытие – сборные железобетонные многопустотные плиты.

Перемычки – сборные железобетонные.

Крыша- чердачная по деревянным стропилам с кровлей из металлочерепицы.

Наружная отделка стен и цоколя – облицовочные керамогранитные плитки.
Внутренняя отделка стен – улучшенная штукатурка с последующей покраской.
Окна и двери – металлопластиковые.
По периметру здания предусмотрена отмостка.

Хозяйственный блок
Уровень ответственности – II.
Степень огнестойкости – II.
Здание одноэтажное размерами в плане в осях 6,0х18,0 м с кирпичными несущими стенами.
Фундаменты под стены зданий – ленточные из сборных бетонных блоков по ГОСТ 13579-78* по фундаментным плитам по СТ РК 956-93.
Стены наружные и внутренние – кирпичные толщиной 380 мм. Наружные стены утеплены минераловатными плитами толщиной 100 мм и облицовкой керамогранитом.
Покрытие – сборные железобетонные многопустотные плиты.
Перемычки – сборные железобетонные.
Крыша- чердачная по деревянным стропилам с кровлей из металлочерепицы.
Наружная отделка стен и цоколя – облицовочные керамогранитные плитки.
Внутренняя отделка стен – улучшенная штукатурка с последующей покраской.
Окна и двери – металлопластиковые.
По периметру здания предусмотрена отмостка.

Жилой блок
Уровень ответственности – II.
Степень огнестойкости – II.
Здание одноэтажное размерами в плане в осях 9,8х30,0 м с наружными и внутренними несущими кирпичными стенами.
Фундаменты под стены зданий – ленточные из сборных бетонных блоков по ГОСТ 13579-78* по фундаментным плитам по СТ РК 956-93.
Стены наружные и внутренние – кирпичные толщиной 380 мм. Наружные стены утеплены минераловатными плитами толщиной 100 мм и облицовкой керамогранитом.
Покрытие – сборные железобетонные многопустотные плиты.
Перемычки – сборные железобетонные.
Крыша- чердачная по деревянным стропилам с кровлей из металлочерепицы.
Наружная отделка стен и цоколя – облицовочные керамогранитные плитки.
Внутренняя отделка стен – улучшенная штукатурка с последующей покраской.
Окна и двери – металлопластиковые.
По периметру здания предусмотрена отмостка.

Насосная станция водоснабжения
Уровень ответственности – II
Степень огнестойкости – II
Насосная станция - сооружение подземное с надземной частью. Здание с размерами в осях 6,0х12,0 м.
Надземной частью насосной станции является павильон из легких металлических конструкций с ограждающими конструкциями из панелей типа «Сэндвич».
Подземная часть – монолитные железобетонные стены, устанавливаемые на монолитную железобетонную плиту.

Компрессорная станция «Темиртау». Компрессорная станция «Жезказган»

Компрессорный цех

Уровень ответственности зданий – II.

Степень огнестойкости зданий – IIIa.

Здание одноэтажное каркасное, с размерами в плане в осях 15,0х9,0 м высотой до низа несущих элементов каркаса 8,0 и 9,13 м.

Конструктивная схема зданий – рамно-связевая. Устойчивость каркаса в поперечном направлении обеспечивается поперечными рамами, в продольном направлении устойчивость обеспечивается системой вертикальных связей по колоннам и горизонтальными связями покрытия.

Фундаменты – монолитные железобетонные отдельностоящие двухступенчатые с монолитными фундаментными балками.

Фундамент ГПА – монолитная железобетонная плита из бетона класса В25.

Колонны поперечной рамы выполнены из двутавров горячекатаных с параллельными гранями полок.

Балка – двускатная из двутавров горячекатаных с параллельными гранями полок.

Прогоны – коробчатого сечения из двух швеллеров по ГОСТ 8240-97.

Связи горизонтальные и вертикальные - сталь прокатная угловая горячекатаная равнополочная по ГОСТ 8509-93.

Колонны фахверка, стеновые прогоны – квадратные профили по ГОСТ 30245-2003.

Наружные стены - трехслойные стальные панели типа «Сэндвич» из оцинкованных профилированных листов с теплоизоляционным слоем из минераловатных плит из базальтового волокна группы (НГ).

Покрытие - трехслойные стальные панели типа «Сэндвич» из оцинкованных профилированных листов с теплоизоляционным слоем из минваты из базальтового волокна, группы (НГ), внутренняя сторона панелей покрывается специальными красками, обеспечивающими искронедающий эффект.

Полы - монолитные бетонные, армированные по цементно-песчаной стяжке.

Полы - монолитные бетонные, армированные по цементно-песчаной стяжке.

Окна – стальные со стеклопакетом по серии 1.436-21 вып.5.

Двери – стальные, глухие по серии 1.463.2-22, вып.2, внутренняя сторона покрывается специальными красками, обеспечивающими искронедающий эффект.

Ворота – распашные металлические, утепленные, по серии 1.435.2-37.94 вып.1, внутренняя сторона покрывается специальными красками, обеспечивающими искронедающий эффект.

Служебно-эксплуатационный блок

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – II.

Здание двухэтажное кирпичное с размерами в плане П-образной формы в осях 45,0х12,6 м высотой от этажей – 3,3 м.

Фундаменты под стены зданий – ленточные из сборных бетонных блоков по ГОСТ 13579-78* по фундаментным плитам по СТ РК 956-93.

Наружные стены толщ. 510 мм – кирпич керамический по ГОСТ 530-2007 с наружным утеплением жесткими минераловатными плитами на основе базальтового волокна.

Внутренние стены толщ. 250 и 380 мм, и перегородки толщиной 120 мм - кирпич керамический по ГОСТ 530-2007.

Кровля 4-х скатная – стропильная система из деревянных элементов с кровлей из металлочерепицы по обрешетке.

Перекрытие и покрытие – сборные железобетонные многопустотные плиты по серии 1.141-1, в.60, в.64.

Наружная отделка стен и цоколя – облицовочные керамогранитные плитки.

Полы – керамические плитки, линолеумные, бетонные, ламинат - в кабинетах руководства.

Внутренняя отделка стен и перегородок – улучшенная штукатурка с последующей окраской акриловыми водно-дисперсионными красками два раза, в санузлах – керамическая плитка.

Окна – металлопластиковые ПВХ со стеклопакетом, открывающиеся.

Двери – металлопластиковые ПВХ, частично остекленные и глухие

Ворота – распашные металлические, утепленные, по серии 1.435.2-37.94 вып.1.

Производственно-энергетический блок

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – II.

Здание одноэтажное с размерами в плане по осям 54,0х12,0 м высотой от пола до низа выступающих конструкций перекрытия этажа – 3,9 м.

Несущей системой здания является металлический каркас – поперечная однопролетная рама пролетом 12,0 м, устанавливаемая с шагом по 6,0 м.

Фундаменты – отдельностоящие монолитные железобетонные с монолитными фундаментными балками.

Колонны поперечной рамы выполнены из двутавров горячекатаных с параллельными гранями полок.

Балка – двускатная из двутавров горячекатаных с параллельными гранями полок.

Связи горизонтальные и вертикальные - сталь прокатная угловая горячекатаная равнополочная по ГОСТ 8509-93.

Прогоны покрытия и распорные балки – коробчатого сечения из двух швеллеров горячекатаных по ГОСТ 8240-97.

Покрытие – сборные железобетонные многопустотные плиты.

Наружные стены – самонесущие кирпичные толщиной 510 мм, кирпич керамический по ГОСТ 530-2007 с наружным утеплением жесткими минераловатными плитами на основе базальтового волокна.

Внутренние стены толщ. 250 мм и перегородки толщ. 120 мм - кирпич керамический по ГОСТ 530-2007.

Наружные кирпичные стены соединяются с колоннами каркаса гибкими элементами для передачи на последние ветровой нагрузки и раскрепления стен из плоскости

Внутренняя отделка стен и перегородок – улучшенная штукатурка с последующей окраской акриловыми водно-дисперсионными красками два раза, в санузлах – керамическая плитка.

Окна – металлопластиковые ПВХ со стеклопакетом, открывающиеся.

Двери – металлопластиковые ПВХ, частично остекленные и глухие

Ворота – распашные металлические, утепленные, по серии 1.435.2-37.94 вып.1.

Узел технологического замера газа (УЗРГ)

Представляет собой открытую технологическую площадку с устройством железобетонных фундаментных плит под задвижки, железобетонных фундаментных плит под блоки ГИС, а также металлических площадок обслуживания из стального проката

Фундаменты под технологическое оборудование, опоры трубопроводов – монолитные железобетонные из бетона.

Для открытых бетонных и железобетонных конструкций используется песок и щебень исключающий искрообразование.

Насосная станция водоснабжения

Уровень ответственности – II

Степень огнестойкости – II

Насосная станция - сооружение подземное с надземной частью. Здание выполнена с размерами в осях 6,0х12,0 м.

Надземной частью насосной станции является павильон из легких металлических конструкций с ограждающими конструкциями из панелей типа «Сэндвич».

Подземная часть – монолитные железобетонные стены, устанавливаемые на монолитную железобетонную плиту.

Пожарное депо на две автомашины

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – II.

Здание депо двухэтажное размерами в плане в осях 12,0х30,0 м.

Здание с неполным каркасом состоящее из несущих продольных наружных стен и внутренней продольной монолитной железобетонной рамой.

Фундаменты под стены зданий – ленточные из сборных бетонных блоков по ГОСТ 13579-78* по фундаментным плитам по СТ РК 956-93.

Фундаменты под колонны по средней оси здания – отдельностоящие монолитные железобетонные из бетона.

Колонны и балки перекрытия – монолитные железобетонные, шаг колонн 6,0 м. Балки выполнены с жестким сопряжением с колоннами.

Стены наружные – кирпичные толщиной 510 мм с утеплением минераловатными плитами толщиной 60 мм и облицовкой керамогранитом.

Покрытие – сборные железобетонные многопустотные плиты.

Перемычки – сборные железобетонные.

Крыша- чердачная по деревянным стропилам с кровлей из металлочерепицы.

Наружная отделка стен и цоколя – облицовочные керамогранитные плитки.

Внутренняя отделка стен – улучшенная штукатурка с последующей покраской.

Полы - монолитные бетонные, армированные по цементно-песчаной стяжке.

Окна – стальные со стеклопакетом по серии 1.436-21 вып.5.

Двери – стальные, глухие по серии 1.463.2-22, вып.2.

Ворота – распашные металлические, утепленные, по серии 1.435.2-37.94 вып.1.

По периметру здания предусмотрена отмостка.

Установка очистки газа. Установка воздушного охлаждения газа. Установка подготовки топливного и импульсного газа. Склад метанола. Компрессорная установка сжатого воздуха. Установка газового пожаротушения. Спутниковая антенна. Площадка продувочной свечи

Площадки технологического обслуживания и лестницы – металлические из прокатных профилей.

Фундаменты под технологическое оборудование и под металлические опоры - монолитные железобетонные из бетона класса В15, W6, F100 по подготовке из бетона кл.В7,5 толщиной не менее 100-300 мм.

Для открытых бетонных и железобетонных конструкций используется песок и щебень исключающий искрообразование.

Ремонтно-эксплуатационный участок «Темиртау». Ремонтно-эксплуатационный участок «Жезказган»

Административное здание

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – II.

Здание одноэтажное размерами в плане в осях 12,6х31,2 м с наружными и внутренними продольными несущими стенами.

Фундаменты под стены зданий – ленточные из сборных бетонных блоков по ГОСТ 13579-78* по фундаментным плитам по СТ РК 956-93.

Стены наружные и внутренние – кирпичные толщиной 380 и 510 мм. Наружные стены утеплены минераловатными плитами толщиной 100 мм и облицовкой керамогранитом.

Покрытие – сборные железобетонные многопустотные плиты.

Перемычки – сборные железобетонные.

Крыша- чердачная по деревянным стропилам с кровлей из металлочерепицы.

Наружная отделка стен и цоколя – облицовочные керамогранитные плитки.

Внутренняя отделка стен – улучшенная штукатурка с последующей покраской.

Окна и двери – металлопластиковые.

По периметру здания предусмотрена отмостка.

Производственный корпус

Уровень ответственности зданий – II.

Степень огнестойкости зданий – IIIa.

Здание одноэтажное размерами в плане в осях 12,0х59,7 м разновысотное, разделенное деформационными швами на три отсека.

Здания с несущим каркасом (колонны, балки, связи каркаса) из стальных прокатных профилей.

Колонны поперечной рамы выполнены из двутавров горячекатаных с параллельными гранями полок.

Балка – двускатная из двутавров горячекатаных с параллельными гранями полок.

Связи горизонтальные и вертикальные - сталь прокатная угловая горячекатаная равнополочная по ГОСТ 8509-93.

Фундаменты под колонны – отдельностоящие монолитные железобетонные из бетона.

Наружное стеновое ограждение – панели типа «Сэндвич» с негорючим утеплителем на базальтовой основе.

Покрытие – панели типа «Сэндвич» с негорючим утеплителем на базальтовой основе по металлическим прогонам.

Полы - монолитные бетонные, армированные по цементно-песчаной стяжке.

Окна – стальные со стеклопакетом по серии 1.436-21 вып.5.

Двери – стальные, глухие по серии 1.463.2-22, вып.2.

Ворота – распашные металлические, утепленные, по серии 1.435.2-37.94 вып.1.

По периметру здания предусмотрена отмостка.

Гараж на десять автомашины

Уровень ответственности зданий – II.

Степень огнестойкости зданий – IIIa.

Здание одноэтажное размерами в плане в осях 12,0х66,0 м.

Здания с несущим каркасом (колонны, балки, связи каркаса) из стальных прокатных профилей.

Колонны поперечной рамы выполнены из двутавров горячекатаных с параллельными гранями полок.

Балка – двускатная из двутавров горячекатаных с параллельными гранями полок.

Связи горизонтальные и вертикальные - сталь прокатная угловая горячекатаная равнополочная по ГОСТ 8509-93.

Фундаменты под колонны – отдельностоящие монолитные железобетонные из бетона.

Наружное стеновое ограждение – панели типа «Сэндвич» с негорючим утеплителем на базальтовой основе.

Покрытие – панели типа «Сэндвич» с негорючим утеплителем на базальтовой основе по металлическим прогонам.

Полы - монолитные бетонные, армированные по цементно-песчаной стяжке.

Окна – стальные со стеклопакетом по серии 1.436-21 вып.5.

Двери – стальные, глухие по серии 1.463.2-22, вып.2.

Ворота – распашные металлические, утепленные, по серии 1.435.2-37.94 вып.1.

По периметру здания предусмотрена отмостка.

Площадки линейных сооружений

Все площадки узлов запуска-приема (УЗПОУ, УЗОУ, УПОУ), представляют собой идентичные по форме открытые технологические площадки, отличающиеся конструктивными решениями и размерами строительных элементов, в зависимости от инженерно-геологических условий участков строительства.

Технологические площадки – открытые с ограждением, с расположенными на них сооружениями. Покрытие площадок принято из уплотненного щебня по слою песка по уплотненному грунту основания.

Вспомогательные элементы, обеспечивающие крепление технологического оборудования и его устойчивость, технологический цикл и безопасность на период эксплуатации и ремонтно-технических работ трубопровода.

Для обслуживания оборудования предусмотрены металлические площадки рабочие и лестницы с перильным ограждением.

Фундаменты под технологическое оборудование - монолитные железобетонные из бетона В15, W6, F100, выполняются по подготовленному основанию.

За пределами площадок размещены фундаменты под вытяжные свечи.

Для открытых бетонных и железобетонных конструкций используется песок и щебень исключающий искрообразование.

В ТЭО предусмотрены одноэтажные здания из отдельных модульных блоков полного заводского изготовления, одноэтажные, устанавливаемые на фундаментные монолитные железобетонные плиты из бетона.

Антикоррозийная защита строительных конструкций, сетей и сооружений

Защита поверхности строительных конструкций, изготавливаемых на заводе осуществляется в заводских условиях.

Бетон принят с маркой по водонепроницаемости W6.

Наружные поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, подлежат обязательной гидроизоляции битумными мастиками.

Поверхности стальных элементов конструкций зданий и надземных сооружений окрашиваются лакокрасочными пентафталевыми составами ПФ-115 ГОСТ 6465-76 по грунтовке ГФ-021. Все несущие металлоконструкции защищаются огнезащитным покрытием “Феникс СТВ” ТУ 5768-012-20942052-05, сертификат соответствия Алматинского центра стандартизации, метрологии и сертификации Государственной системы стандартизации РК № КК646062.05.01.01402 от 28.09.2000, гигиеническое заключение Казахской санитарно-эпидемиологической службы №41/2-29-3557 от 11.12.2000 г.

Подготовка под подошвами монолитных фундаментов выполняется из бетона толщиной от 100 мм до 300 мм.

Противопожарные и специальные мероприятия для зданий и сооружений

Все несущие конструктивные элементы зданий, выполняемые в построечных условиях, блок-контейнеры, выполненные в заводском исполнении и другие сооружения выполнены из несгораемых материалов. В качестве теплоизоляционного заполнения, наружных ограждающих конструкций, принят несгораемый минеральный материал из базальтового волокна группы (НГ).

Здания и сооружения, по конструктивному решению имеющие степень огнестойкости – IIIa, (стальной каркас), внутренние поверхности ограждающих конструкций, покрываются защитными лакокрасочными составами “Феникс СТВ” ТУ 5768-012-20942052-05 (сертификат соответствия Алматинского центра стандартизации, метрологии и сертификации Государственной системы стандартизации РК № КК646062.05.01.01402 от 28.09.2000 г., гигиеническое заключение Казахской санитарно-эпидемиологической службы №41/2-29-3557 от 11.12.2000 г.), обеспечивающими повышение огнестойкости здания до II степени огнестойкости.

Стальные конструкции покрываются огнезащитным составом, обеспечивающим предел огнестойкости согласно таблице 2 СНиП РК 2.02-05-2009*.

6.7 Инженерное обеспечение, сети и системы

6.7.1 Теплоснабжение, отопление и вентиляция

Теплоснабжение

На площадках компрессорных станций, вахтовых поселков, РЭУ предусматривается теплоснабжение от котельных.

На КС-«Жезказган», КС-«Темиртау» теплоснабжение предусмотрено для следующих зданий и сооружений:

компрессорный цех;
склад тарного хранения масла;
материальный склад;
производственно-энергетический блок;
насосная станция водоснабжения;
пожарное депо;
служебно-эксплуатационный блок;
контрольно-пропускной пункт

На РЭУ-«Жезказган», РЭУ-«Темиртау» теплоснабжение предусмотрено для следующих зданий и сооружений:

административное здание;
производственный корпус;
гараж на 10 автомашин;
материальный склад;
контрольно-пропускной пункт.

На площадках вахтового поселка «Жезказган» и «Темиртау» теплоснабжение предусмотрено для следующих зданий и сооружений:

жилые блоки (6 шт.);

столовая;

хозяйственный блок;

материальный склад;

контрольно-пропускной пункт;

насосная станция бытовых сточных вод.

В качестве источника тепла предусматриваются автоматизированные блочные котельные (АБК) полной заводской готовности, расположенные на площадках компрессорных станций. Для РЭУ и вахтовых поселков предусматривается общая котельная, расположенная на территории вахтовых поселков.

Общая тепловая мощность котельных - 1200 кВт для компрессорной станции и 2300 кВт для вахтового поселка и РЭУ. Блочные котельные принимаются с котлами на газовом топливе с рабочим давлением 0,7 МПа, как основное и дизельное как резервное топливо.

Теплоноситель – горячая вода с параметрами 95-70°С.

Прокладка тепловых сетей - подземная канальная.

Трубы тепловой сети принимаются из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91.

Отопление

В зданиях принимается водяная система отопления. В качестве теплоносителя предусмотрена горячая вода с температурой 95-70°С. В каждом здании предусматривается тепловой узел.

В качестве нагревательных приборов принимаются воздушно-отопительные агрегаты, регистры из гладких труб, чугунные радиаторы.

В электрических помещениях принимаются в качестве нагревательных приборов - электрообогреватели.

Горячее водоснабжения предусматривается от теплообменников, расположенных в тепловых пунктах.

В КПП РЭУ горячее водоснабжения предусматривается от электрических водонагревателей.

Трубопроводы систем отопления приняты из стальных водогазопроводных труб ГОСТ 3262-75 и стальных электросварных труб ГОСТ 10704-91.

На площадке ГИС предусмотрены блок-модули с инженерными системами полной заводской готовности.

Вентиляция

В зданиях принята приточно-вытяжная система с механическим и естественным побуждением.

Приточный воздух подается в верхнюю зону канальными вентиляторами. Вытяжка предусмотрена центробежными и канальными вентиляторами. В теплый период года дополнительно предусмотрена естественная вытяжка из верхней зоны в производственных зданиях.

В зданиях компрессорного цеха предусматривается аварийная вентиляция. Аварийная вентиляция включается автоматически от датчиков газоанализаторов и удаляет воздух в объеме 1/3 из нижней зоны и 2/3 из верхней зоны.

В гараже и производственном блоке РЭУ применена локальная вентиляционная система для удаления отработавших дымовых газов, в смотровые ямы гаражей подается обработанный свежий воздух. Удаление воздуха принято 1/3 из нижней зоны и 2/3 из верхней зоны.

В материальном складе, в складе тарного хранения масла, в жилых корпусах, мастерских, служебно-эксплуатационного блока и КПП вытяжка естественная.

В помещениях аппаратной и серверной предусмотрено кондиционирование с непрерывной и круглогодичной работой.

Помещение электрощитовой в ПЭБе оснащено двумя кондиционерами, которые обеспечивают подачу холодного воздуха в летний период года.

Поддержание комфортных параметров (температуры) внутреннего воздуха в летний период в административно-бытовых помещениях осуществляется сплит-кондиционерами.

Воздуховоды систем приточной и вытяжной вентиляции предусмотрены из оцинкованной стали ГОСТ 14918-80.

6.7.2 Водоснабжение и канализация

Противопожарное водоснабжение

Расход воды на наружное пожаротушение (на один пожар) и количество одновременных пожаров согласно Приложения 6 Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности» приняты:

площадки ВП количество одновременных пожара 1; расчетный расход воды на пожаротушение – 15 л/с;

площадки РЭУ количество одновременных пожара 1; расчетный расход воды на пожаротушение – 25 л/с;

площадки КС количество одновременных пожара 1; расчетный расход воды на пожаротушение – 15 л/с.

Расход воды на внутреннее пожаротушение принят согласно СНиП РК 3.02-02-2001 и составляет – 5,2 л/с.

Противопожарный объем воды хранится в резервуарах:

объемом 300 м^3 (2 шт.) на площадках ВП для тушения пожара площадок ВП и РЭУ;

объемом 300 м^3 (2 шт.) на площадках КС.

Расчетная продолжительность тушения пожара 3 часа.

Пожаротушение предусмотрена через пожарные гидранты, устанавливаемые на кольцевой противопожарной сети на расстоянии не более 200 м. (п. 107 Технический регламент).

<u>Водоснабжение</u>

Источники водоснабжения

В качестве источника водоснабжения предусмотрены подземные воды в непосредственной близости от существующего водозабора с. Ростовка.

Источник водоснабжения ВП, РЭУ и КС «Жезказган» - существующий водопровод Ø250 мм проходящий вблизи пос. Талап.

Источник водоснабжения ВП, РЭУ и КС «Темиртау» - проектируемый водозабор по аналогу существующей скважины № 2079-1э(3211а) села Ростовка.

На существующую скважину № 2079-1э(3211а) с. Ростовка представлен паспорт, согласно которому дебит скважины № 2079-1э(3211а) при опробовании подземных вод составил 3,0 л/с при понижении 12 м (интервал опробования 9-47 м).

Представлены химические анализы воды: протокол исследования воды № 7403 от 2 июля 2004 года; протокол испытаний № 187 от 13 мая 2005 года; микробиологический

анализ воды (протокол испытаний № 34 от 7 апреля 2005 года). Подземные воды по химическому составу, кроме железа равного 0,39 мг/л, соответствуют СанПин 3.01.067-97 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем водоснабжения».

В ТЭО предусмотрено строительство водозаборного сооружения с бурением скважин – 2 шт. (1 рабочий+1 резервный). Дебит скважины принят по аналогии с существующей скважиной № 2079-1э(3211а) с. Ростовка - 3,0 л/с или 10,8 м³/час.

Водозабор расположен в 2,5 км северо-восточнее с. Ростовка, Бухаржырауского района, в пределах мелкосопочника, сосредоточенного в правом борту долины р. Нуры.

Отбор воды из подземных вод согласован письмом акимом Ростовского сельского округа от 20 февраля 2017 года № 4-29/159.

В целях обеспечения санитарно-эпидемиологической надежности системы водоснабжения на водозаборных и водопроводных сооружениях, на водоводах предусмотрена организация зон санитарной охраны в соответствии с «Санитарно- эпидемиологическими требованиями к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно- питьевых целей, хозяйственно- питьевому водоснабжению и местам культурно- бытового водопользования и безопасности водных объектов» (утверждены постановлением Правительства Республики Казахстан от 18 января 2012 года № 104) и СНиП РК 4.01-02-2009* «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».

Схема водоснабжения

В ТЭО принята раздельная хозяйственно-питьевая и противопожарная система водоснабжения. Система водоснабжения разделена на две отдельные схемы: ВП с РЭУ и КС. Противопожарные водопроводные сети предусмотрены кольцевыми.

Схема водоснабжения ВП, РЭУ и КС: подача воды предусмотрена в резервуары чистой воды и в резервуары противопожарного запаса воды, расположенных на площадке ВП. Также от водовода предусмотрена подача воды до площадки компрессорной станции КС в резервуары чистой воды и в резервуары противопожарного запаса воды, расположенных на площадке КС. Вода перед резервуарами чистой воды обеззараживается.

Далее насосами, установленными в насосной станции II-го подъема, вода подается в разводящие сети для хоз-питьевого водоснабжения.

Для хозяйственно-питьевых нужд для площадок вахтового поселка с РЭУ предусмотрены резервуары объемом 50 м³ - 2 шт.; для площадок КС – объемом 50 м³ - 2 шт.

Насосная станция II-го подъема

Предусмотрена строительство насосной станции II подъема – 2 комплекса для ВП с РЭУ и КС.

В насосной станции II-го подъема предусмотрена установка 2-х групп насосов: 1 группа насосов - для нужд пожаротушения: насос Q=90 м³/ч, напор 70 м - 2 шт. (1 раб.+1 рез.);

2 группа насосов - для хозяйственно-питьевого водоснабжения: насос Q=25 м³/час, напор 65 м – 2 шт. (1 раб.+1 рез.).

Работа насосов автоматизирована. Предусмотрен 100% приборный учет подачи воды с насосной станции II подъема.

Насосные станции приняты в комплектно-блочном исполнении полной заводской готовности с насосами, со шкафом управления и контрольно-измерительными приборами, напорным всасывающим коллектором, запорной арматурой и обратными клапанами, системами автоматики, отопления, вентиляции, автоматического порошкового пожаротушения.

Водопроводные очистные сооружения

В исходных анализах подземных вод превышен показатель по железу Fe – 0,39 мг/л при ПДК 0,3 мг/л. Для доведения исходной воды до питьевых качеств предусмотрены фильтры, производительностью 5,0 л/с - 2 шт.

Обеззараживание воды предусмотрено ультрафиолетовым стерилизатором, производительностью 5,0 л/с – 2 шт. (1раб+1 рез).

Водоводы и водопроводные сети

Предусмотрено строительство:

водовода Ø200 мм протяженностью 6000 м;

площадки ВП: водопроводных сетей Ø32- Ø200 мм общей протяженностью 1545 м;

площадки РЭУ: водопроводных сетей Ø32- Ø200 мм общей протяженностью 685 м;

площадки КС: водопроводных сетей Ø75- Ø200 мм общей протяженностью 1440 м.

Материал труб для хоз-питьевого водопровода полиэтиленовые трубы по СТ РК ИСО 4427-2004 питьевая, для противопожарного – полиэтиленовые трубы по СТ РК ИСО 4427-2004 техническая. В местах поворота сети водопровода предусмотрено устройство упоров из бетона.

Колодцы на сети приняты из сборных железобетонных элементов по серии 3.900.1-14.

Водоотведение

В ТЭО приняты 3 раздельные схемы канализации:

бытовая;

дождевая;

производственная на площадке РЭУ (оборотная система мойки автомобилей).

Канализационные сети

Предусмотрено строительство канализационных сетей:

площадки ВП: Ø90-Ø160 мм общей протяженностью 2835 м;

площадки РЭУ: Ø110-Ø160 мм общей протяженностью 205 м;

площадки КС: Ø110-Ø160 мм общей протяженностью 300 м;

внеплощадочные сети канализации Ø90 мм общей протяженностью 10 км.

Материал труб для самотечной канализации - полиэтиленовые двухслойные гофрированные трубы по ТУ 2248-001-73011750-2005; для напорной - полиэтиленовые трубы по СТ РК ИСО 4427-2004 - техническая.

Колодцы на сети запроектированы из сборных железобетонных элементов по типовому проекту 902-09-22.84.

Сети дождевой канализации

Предусмотрено строительство сетей:

площадки ВП: Ø90 мм общей протяженностью 2070 м;

внеплощадочные сети Ø90 мм общей протяженностью 6000 м.

Материал труб для самотечных сетей- полиэтиленовые двухслойные гофрированные трубы по ТУ 2248-001-73011750-2005; для напорных - полиэтиленовые трубы по СТ РК ИСО 4427-2004 - техническая.

Колодцы на сети запроектированы из сборных железобетонных элементов по типовому проекту 902-09-22.84.

Канализационные насосные станции (КНС)

В ТЭО предусмотрены 6 КНС бытовых стоков по 2 КНС на площадках ВП, РЭУ, КС.

КНС предусмотрены комплектные, заводского исполнения, с погружными насосами. В комплект входит: резервуар с утепленной крышкой, насосы, напорные трубы, запорная арматура, сервисная площадка, лестница, вентиляция. Корпус КНС из стеклопластика. Погружные насосы со шкафами управления.

В комплекте каждой КНС бытовых стоков установлены насос Q=15 м³/час, напор 40 м – 2 шт. (1 раб. + 1 рез.).

Производственная канализация (оборотная система мойки автомобилей)

Предусмотрена мойка автомобилей на открытой площадке РЭУ.

Загрязненные сточные воды от помывки автомашин поступают по уклону площадки в сборный лоток, перекрытый дождеприемными решетками. Сборный лоток имеет уклон 0,03 в сторону приямка-накопителя, в котором осаждаются крупные грязевые отложения. Из приямка по трубе диаметром Ø200 мм загрязненная вода поступает в колодец с гидрозатвором, затем на очистные сооружения мойки автомобилей, производительностью 2 м³/час полной заводской комплектности.

Пополнение объема оборотной воды осуществляется за счет обмыва автомобиля чистой водой из сети хозяйственно-питьевого водопровода.

Установка работает в автоматическом самотечном режиме.

Дождевая канализация

Дождевая канализация собирает дождевые и талые воды с дорог и проездов. Отвод дождевых стоков с территорий предусмотрены с помощью дождеприемников, а затем в самотечные сети дождевой канализации.

Дождевые стоки, собранные самотечной сетью дождевой канализации, направляются в резервуар-накопитель объемом 50 м³ – 3 шт. по одной на площадках ВП, РЭУ, КС и далее на очистку на ливневые очистные сооружения (ЛОС).

В ТЭО предусмотрены 3 комплекта ЛОС производительностью 4,5 л/с, по одному комплексу ЛОС на площадках ВП, РЭУ, КС. Установка представляет собой утепленный контейнер с системами отопления, освещения и вентиляции.

Установка по очистке дождевых стоков принята в комплектно-блочном исполнении, полной заводской комплектности.

На установке стоки проходят следующие стадии очистки:

отстаивание и осветление;

реагентная коагуляция;

безнапорная фильтрация;

обработка осадка.

Очищенные дождевые стоки сбрасываются в пруд-испаритель или используются на полив зеленых насаждений и дорог.

Канализационные очистные сооружения

Предусмотрены канализационные очистные сооружения проектной производительностью 23,85 м³/сутки полной заводской готовности – 1 комплекс, состоящий из блоков механической, биологической очистки, двухступенчатой доочистки сточных вод в биореакторе и на фильтре с зернистой загрузкой, обеззараживания и обработки осадка в комплекте с электросиловым, насосным, компрессорным и другим оборудованием, запорно-регулирующей арматурой, контрольно-измерительными приборами и системой автоматики.

В качестве метода очистки сточных вод предусмотрена биологическая очистка с процессами нитри-денитрификации, двухступенчатая доочистка в биореакторе и на фильтре с зернистой загрузкой, уф-обеззараживание. В качестве метода обработки осадков предусмотрено уплотнение осадка в илоуплотнителе и обезвоживание в мешковой сушилке.

Очищенные и обеззараженные сточные воды сбрасываются в пруд-испаритель или используются на полив зеленых насаждений и дорог.

В ТЭО предусмотрено строительство пруда-испарителя, состоящего из двух карт размером 50х100х1,5 м.

6.7.3 Внутренний водопровод и канализация

Внутренний водопровод

В зданиях предусмотрена раздельная хозяйственно-питьевая и противопожарная система водоснабжения. Для учета расхода воды на вводе водопровода установлен водомерный узел с прибором учета расхода воды. На водомерном узле предусмотрена обводная линия с задвижкой электроприводом.

Прокладка сети – тупиковая, с разводкой по стенам на крепёжных опорах.

Трубы сетей холодного водопровода –полиэтиленовые трубы по ГОСТ 18599-2001.

Внутреннее противопожарное водоснабжение

Внутреннее пожаротушение зданий предусмотрено от пожарных кранов.

Пожарные краны приняты диаметром 50 мм, оборудованы пожарными рукавами длиной 20 м. Пожарные краны установлены на высоте 1,35 м над полом и размещены в шкафчиках, имеющих отверстия для проветривания, приспособленных для опломбирования и визуального осмотра без вскрытия. Шкафы ПК оборудованы рычагами ПР-1, предназначенными для открывания кранов.

Внутренняя канализация

Канализация – для отведения хозяйственно-бытовых сточных вод самотеком во внутриплощадочную сеть.

Для прочистки сетей канализации предусмотрены прочистки и ревизии. Вентиляция канализационной сети предусмотрена через вентиляционные стояки, присоединенные к высшим точкам трубопроводов.

Канализационная сеть – полиэтиленовые трубы по ГОСТ 22689-89 и чугунные по ГОСТ 6942-98.

Отвод дождевых и талых вод с кровли здания – неорганизованный.

6.7.4 Электротехнические решения

Линейные сооружения

Электроснабжение

В ТЭО рассмотрены вопросы электроснабжения основных и вспомогательных потребителей электрической энергии линейных сооружений магистрального газопровода «САРЫ-АРКА». Электроснабжение потребителей осуществляется по II категории надежности электроснабжения. Для особой группы I категории предусмотрены автономные резервные источники питания.

Потребителями электроэнергии являются:

газоизмерительная станция;

технологические узлы (линейные и охранные краны);

узлы запуска-приема очистного устройства;

средства ЭХЗ;
средства автоматизации;
средства связи;
автоматизированные газораспределительные станции;
компрессорные станции, РЭУ, вахтовые поселки.

По результатам технико-экономического сравнения в ТЭО выбран вариант электроснабжения линейных потребителей по радиальным ВЛ-10(6) кВ от источников электроснабжения близлежащих населенных пунктов.

В ТЭО предусмотрено строительство одноцепных ВЛ-10(6) кВ. Длины радиальных ВЛ составляют от 1 до 36 км, общая протяженность длины ВЛ: I-Этап – 882 км; II-Этап -125 км; III-Этап – 54 км; IV-Этап – 47 км. На питающих существующих подстанциях установлены высоковольтные ячейки 10(6) кВ, имеющие микропроцессорные устройства РЗиА, электронные счетчики активной и реактивной энергии. Для защиты от атмосферных перенапряжений предусмотрена защита подключений со стороны линии высоковольтными ограничителями перенапряжения. В местах подключения радиальных ВЛ установлены разъединители, обеспечивающие удобство эксплуатации и ремонта ВЛ.

На площадках линейной части МГ установлены трансформаторные подстанции МТПО 10(6)/0,4 кВ мощностью от 4 до 10 кВА, электроприемники ГИС запитаны от двух трансформаторной подстанции КТП 2х63 кВА.

Категория по надежности электроснабжения основных электроприемников технологических площадок – II, III. Также имеются электроприемники I категории надежности, к ним относятся средства связи и автоматизации. На площадках КУ, УЗПОУ, УЗОУ, УПОУ в случае отключения внешнего питания предусмотрены источники бесперебойного питания мощностью 5,0 кВА, рассчитанные на 72 часа работы с полной нагрузкой для оборудования связи КИПиА и ИБП мощностью 1 кВА на 72 часа для оборудования радиосвязи, охранной сигнализации, системы кондиционирования шкафов. Оборудование размещено в блок-боксах КИПиА. В блок-боксах предусмотрена система освещения, отопления, кондиционирования.

Освещение предусмотрено в блок-боксе и на площадке. Основные типы электроосвещения:

рабочее на напряжении 220 В переменного тока;
ремонтное на напряжении 36 В переменного тока;
аварийное освещение.

Для освещения площадок УЗПОУ, УЗОУ и УПОУ применены прожекторные мачты типа ПМЖ-16,6, которые установлены на территории площадок. Для освещения КУ на крыше укрытия для оборудования систем автоматизации и связи предусмотрен прожектор, направленный на технологическую зону. Для электроосвещения не электрифицированных крановых узлов, охранных крановых узлов и узлов подключения к существующим МГ, в момент проведения профилактических и ремонтных работ предусмотрена мобильная осветительная мачта с автономной электростанцией мощностью 3 кВА.

Прокладка силовых кабелей на площадках предусмотрена в траншеях. Глубина прокладки в траншее - не менее 0,7 м от планировочной отметки земли. Кабели приняты с медными жилами, бронированные, не поддерживающими горение оболочками. В местах пересечения с подземными коммуникациями кабели проложены в трубах.

Для заземления оборудования предусмотрена система заземления типа TN-C. Внутренний контур предусмотрен в помещениях, наружный контур заземления - на площадке. Сопротивление основной системы заземления не более 4 Ом, величина сопротивления системы заземления также может определяться в зависимости от применяемого оборудования автоматизации и связи. При этом система основного заземления не должна

иметь электрического контакта с системой заземления оборудования связи и автоматики. Контур системы заземления выполнен вертикальными заземлителями из оцинкованной круглой стали диаметром 16 мм длиной 2,5 м и горизонтальными заземлителями из оцинкованной стальной полосы 4х40 мм. Контуры заземления проложены на глубине 0,7-1,0 м от планировочной отметки земли.

Молниезащита технологического оборудования осуществляется отдельно стоящими стержневыми молниеотводами. Для защиты от статического электричества и заноса высокого потенциала технологическое оборудование и молниеотводы заземлены. Молниеотводы, где это необходимо, совмещены с прожекторными мачтами.

Электрохимическая защита

Защите от электрохимической коррозии подлежат следующие проектируемые стальные подземные сооружения:

участок «Кызылорда-Астана» МГ «САРЫ-АРКА» Ø820 мм;

участок «Астана-Кокшетау» МГ «САРЫ-АРКА» Ø630 мм;

участок «Кокшетау-Петропавловск» МГ «САРЫ-АРКА» Ø426 мм;

футляры на переходах через автомобильные и железные дороги по трассе проектируемого газопровода;

технологические и вспомогательные подземные трубопроводы, дренажные емкости на площадках компрессорных станций.

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

Системой катодной защиты предусмотрена установка 63 станций катодной защиты (I = 63А, V = 48 В, P = 3,0 кВт).

Анодные заземлители (АЗ) приняты глубинные на участках со средним удельным электрическим сопротивлением грунта более 100 Ом*м (скальные участки, пески, супеси и т.д.), АЗ собраны в гирлянду из блоков, расположенных в двух скважинах и комплектные поверхностные (подпочвенные) электроды горизонтального заложения на участках со средним удельным электрическим сопротивлением грунта до 100 Ом*м (глина, суглинки и т.д.), АЗ собраны в гирлянду из упакованных анодных заземлителей, расположенных в траншее, на глубину укладки газопровода.

Предполагается расположить анодные заземлители в 200-300 м от газопровода, в зависимости от характеристик грунта и плотности катодного тока в конкретном месте (определяется расчетом).

Анодные заземлители предусмотрены из малорастворимых материалов - графитопластовых электродов. Срок службы анодного заземления рассчитан на весь эксплуатационный период газопровода – 30 лет. Контроль за работой анодных заземлителей и подключение к установкам катодной защиты выполнены через контактные устройства в контрольно-измерительных пунктах.

Защита футляров на переходах через автомобильные и железные дороги

Для защиты от коррозии стальных футляров на пересечениях трубопровода с автомобильными и железными дорогами предусмотрен метод жертвенного анода. В качестве «жертвенных» гальванических анодов применены магниевые протекторы.

Количество протекторов согласно расчетов принято в среднем на 10 м кожуха – 1 магниевый протектор (вес протектора с активатором 60 кг, без активатора 20 кг.).

Протекторы установлены вертикально в грунт на расстоянии 5,0 м от кожуха и заложены на глубину ниже промерзания грунта.

Подключение групповых протекторных установок к кожухам выполнено через контрольно-измерительные пункты и регулируемое сопротивление.

При пресечении газопроводом электрифицированных железных дорог предусмотрена защита от блуждающих токов дренажными установками.

Совместная защита подземных коммуникаций

Для исключения вредного влияния средств электрохимзащиты на другие коммуникации, предусмотрена установка:

контрольно-измерительных пунктов с резисторами на пересечении газопровода с существующими кабелями связи;

контрольно-измерительных пунктов с резисторами на пересечении газопровода с существующими трубопроводами.

Система ЭХЗ подземных трубопроводов площадки УЗПОУ

В целях предотвращения коррозии заглубленных стальных трубопроводов площадок УЗПОУ и для ликвидации анодных зон, вызванных установкой изолирующих муфт, предусматривается гальваническая протекторная защита.

Количество протекторов рассчитано индивидуально с учетом нормативного срока службы протекторов, диаметра и длины проектируемых трубопроводов. Количество протекторов согласно расчетов принято в среднем 10 шт. для защиты подземных трубопроводов одной площадки УЗПОУ.

Протекторные установки установлены в местах расположения изолирующих муфт, вертикально в грунт на расстоянии 5,0 м от трубопровода и заложены на глубину ниже промерзания грунта.

Подключение групповых протекторных установок к трубопроводу выполняется через контрольно-измерительные пункты и регулируемое сопротивление.

Контроль системы катодной защиты

Для контроля электрохимзащиты по всей трассе магистрального газопровода согласно СТ РК ГОСТ 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и СТ РК 1916-2009 «Требования к технологическому проектированию магистральных газопроводов» ТЭО предусмотрена установка контрольно-измерительных пунктов (КИП) с подключением:

на каждом километре для контроля потенциала;

на расстоянии трёх диаметров трубопровода от точек дренажа;

на анодном заземлении;

на групповой протекторной установке;

на пересечении с автомобильными дорогами;

на пересечении с водными преградами;

на подземных дренажных емкостях.

Контрольно-измерительные пункты установлены в 2,0 м параллельно оси трубопровода и подключены к газопроводу, катодным выпрямителям и протекторам.

Для контроля за состоянием защищаемого газопровода посредством измерения величины потенциалов (наложенных и естественных) применяются неполяризующиеся электроды сравнения длительного действия с датчиком скорости коррозии $Cu/CuSO_4$.

Изолирующие муфты и электрические перемычки

Для того чтобы ограничить потери по току, катодная защита трубопровода электрически изолирована от цепей заземления компрессорных станций и узлов приема-пуска

очистного устройства. Концы трубопровода, включая промежуточные станции и точки разветвления, снабжены изолирующей муфтой монолитного или фланцевого типа.

Для предотвращения повреждения изоляционного материала муфты из-за наведенного потенциала высокого напряжения, предусмотрено установить электрический искровой разрядник.

Предусмотрено выполнение электрических перемычек: между муфтовыми соединениями на входе и выходе площадок, т.е. соединение кабелем разъединенных изолирующей муфтой участков газопровода для создания непрерывной цепи защитного потенциала. Перемычки выполнены кабелем с медными жилами сечением 1х35 мм^2 и изоляцией из ПВХ пластиката. Подключение кабеля осуществляется через контрольно-измерительные пункты.

Электрические кабели

Электрические кабели постоянного и переменного тока с номинальным напряжением 0,6/1 кВ имеют следующее сечение:

питающий кабель электроснабжения СКЗ – 3х6 мм^2;

цепи от СКЗ до анодного заземления – 1х35 мм^2;

цепи от СКЗ до газопровода – 2х25 мм^2;

цепи от СКЗ до постоянного электрода сравнения в точке дренажа – 2х10 мм^2;

перемычки на газопроводах (на изолирующих фланцах) – 1х35 мм^2;

цепи контрольно-измерительных пунктов (цепи «протектор-трубопровод») в местах пересечений с авто- и железными дорогами – 2х6 мм^2;

цепи контрольно-измерительных пунктов, устанавливаемых в точке дренажа на пересечении с другими коммуникациями и линейных пунктах – 2х6 мм^2.

Кабели от анодных заземлителей, протекторов, электродов сравнения поставляются в комплекте поставщиком.

Решения по временной электрохимзащите

Для временной защиты газопровода на период строительства предусмотрены гальванические протекторы из магниевого сплава с заполнителем - активатором. Длина защитной зоны одного протектора согласно расчетов составляет от 6,5 до 25,0 км в зависимости от удельного электрического сопротивления грунта участка газопровода. Протекторы установлены горизонтально в грунт на расстоянии 5,0 м от газопровода и закладываются на глубину ниже промерзания грунта.

Станционные сооружения

Электроснабжение

Электроснабжение технологических потребителей компрессорной станции на напряжении 380/220 В предусмотрено от двухтрансформаторной комплектной подстанции с аварийным вводом 2КТПА-10/0,4-1000 кВА. Установка КТП предусмотрена в здании ПЭБ в помещении электрощитовой.

В качестве аварийного источника электроснабжения для ответственных потребителей КС (ГПА, средства АСУ, пожарная и охранная сигнализация, системы гарантированного питания и др.) на напряжении 380/220 В предусмотрена автоматизированная дизельная электростанция в блок-контейнерном исполнении.

В составе потребителей первой категории выделена особая группа электроприемников (средства АСУ, пожарная и охранная сигнализация и др.) электроснабжение которых при исчезновении напряжения в аварийной ситуации предусматривается от систем гарантированного питания с аккумуляторными батареями в комплекте.

Основными потребителями электроэнергии на компрессорной станции являются: электроприемники системы маслосмазки и охлаждения компрессорных агрегатов, системы охлаждения газа, системы автоматического управления, электродвигатели запорной арматуры трубопроводов, электродвигатели насосов пожаротушения и водоснабжения, котельного оборудования, осветительные приборы.

Электроприемники площадки компрессорных станций по обеспечению надежности электроснабжения в основном относятся к потребителям I и II категории.

К категории I принадлежат ответственные потребители механизмов, обеспечивающих непосредственную работу газоперекачивающего агрегата (ГПА), и от которых зависят постоянный цикл работы КС и продолжение технологического процесса - электродвигатели насосов и вентиляторов охлаждения и смазки ГПА, аппаратов воздушного охлаждения (АВО), циркуляционных насосов теплоснабжения, потребители КИП и А, а также другие ответственные потребители- пожарные насосы, аварийные вентиляторы взрывоопасных помещений и цехов, аварийное освещение основных цехов. В группе потребителей категории I выделяются "особо ответственные" потребители, перерыв питания которых вызывает опасность повреждения ГПА, а также системы КИП, системы охранной и пожарной сигнализации, системы телекоммуникации.

Категория II включает ответственных потребителей, перерыв питания которых вызывает ограничение подачи станции - вспомогательные механизмы ГПА, вентиляторы АВО газа, наружное освещение и др.

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы электроприемников особой группы I категории предусматривается ДЭС и ИБП (независимый источник электроснабжения с аккумуляторными батареями) мощностью 20 кВт.

Потребители категории I и II питаются от двух независимых источников (разных секций шин), оборудованных АВР, по двум рабочим линиям.

В здании ПЭБ в помещении электрощитовой устанавливается главное РУ 0,4 кВ для электроснабжения всех потребителей, включая шкафы питания и управления электродвигателями вспомогательных систем, шкафы других систем. Питание всех вводно-распределительных устройств потребителей на площадке компрессорной станции выполнено по радиальным схемам. Шины щитов, питающие взаиморезервируемых потребителей - секционированы и оснащены устройствами АВР.

Электрохимическая защита

Станции катодной защиты и анодное заземление

Система катодной защиты подземных коммуникаций площадок КС предусматривает установку двух станций катодной защиты (рабочая и резервная) на каждой площадке. Станции размещаются на площадках КС в помещениях или на открытом воздухе вне взрывоопасной зоны.

Постоянный электрический ток для системы катодной защиты подземных стальных коммуникаций обеспечивается импульсными преобразователями с номинальными параметрами (I = 63 А, U = 48В, P = 3,0 кВт). Электроснабжение станции катодной защиты выполняется от низковольтного щита (шкафа) напряжением 380 В, 50 Гц.

Анодные заземления при катодной поляризации для подземных коммуникаций площадок КС предусматриваются комплектные глубинные. Электроды собираются в две гирлянды по 6 анодов, расположенных в двух скважинах глубиной 12-15 м.

Система ЭХЗ резервуаров

В целях предотвращения коррозии заглубленных стальных резервуаров предусмотрена гальваническая протекторная защита. Количество протекторов для каждого резервуара рассчитано индивидуально с учетом нормативного срока службы протекторов, диаметра и длины проектируемого резервуара.

Протекторы установлены горизонтально в грунт и заложены на глубину ниже промерзания грунта.

Подключение групповых протекторных установок к резервуарам выполнено через контрольно-измерительные пункты и регулируемое сопротивление (определяется в ходе пуско-наладочных работ), закрепленное на стойке контрольно-измерительного пункта.

Контроль системы катодной защиты

Для контроля электрохимзащиты подземных трубопроводов площадок КС, ГИС согласно СТ РК ГОСТ 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и СТ РК предусмотрена установка контрольно-измерительных пунктов (КИП) с подключением:

к коммуникациям, длиной более 50 м;

посредине с интервалом не более 50 м;

на анодном заземлении;

на расстоянии не менее трех диаметров трубопровода от точек дренажа установок электрохимической защиты;

на групповой протекторной установке.

При контроле электрохимической защиты проводят:

снятие показаний амперметра, вольтметра и прибора оценки суммарного времени работы под нагрузкой катодного выпрямителя;

измерение потенциала земля-трубопровод по трассе и в точках дренажа установок катодной и протекторной защиты;

измерение среднечасового тока дренажа и потенциала трубопровода в точке дренажа в период максимальной нагрузки источника блуждающих токов;

измерение тока протекторной установки.

Контрольно-измерительные пункты установлены вне взрывоопасной зоны и подключаются к трубопроводам, катодным выпрямителям и протекторам.

Изолирующие муфты и перемычки

Для того чтобы ограничить потери по току, катодная защита трубопровода электрически изолирована от цепей заземления компрессорных станций и узлов приема-пуска очистного устройства. Концы трубопровода, включая промежуточные станции и точки, разветвления, снабжены изолирующей муфтой монолитного или фланцевого типа.

Для предотвращения повреждения изоляционного материала муфты из-за наведенного потенциала высокого напряжения, установлен электрический искровой разрядник.

Мероприятия по уравниванию потенциала

В связи с тем, что применен один комплект защиты (катодная станция и комплект анодных заземлителей) для двух параллельно прокладываемых трубопроводов, для достижения эквивалента потенциала установлены электрические перемычки медным кабелем, сечением 1х35 мм^2, через каждые 50 м по всей длине параллельного трубопровода.

Электрические кабели

Электрические кабели постоянного тока с номинальным напряжением 0,6/1 кВ имеют следующее сечение:

цепи от катодных выпрямителей до газопровода и анодного заземления 1х50 мм^2;

цепи от выпрямителей катодной защиты до постоянного электрода сравнения в точке дренажа 2х10 мм^2;

кабель для уравнивания потенциала 1х35 мм^2;

кабель для измерения потенциала 2х10 мм^2.

Кабели анодного заземления поставляются в комплекте поставщиком анодных заземлителей.

6.7.5 Системы связи и сигнализации

Предусмотрена производственно-технологическая связь вдоль линейной части газопровода и на всех технологических объектах с организацией следующих видов связи и сети передачи данных:

волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС);

организация радиотелефонной связи вдоль трассы газопровода на базе радиостанций УКВ диапазона на частоте 403-430МГц с обеспечением зон покрытия вдоль линейной части всей трассы газопровода;

спутниковая резервная связь;

видеонаблюдение на охранных кранах, КС и УЗПОУ;

доступ в Интернет;

автоматическая телефонная связь между абонентами сети, расположенными на КС, на предприятиях, подразделениях и производственных участках вдоль всей трассы МГ;

автоматическая междугородняя связь выделенной группе абонентов с абонентами других газопроводов, участвующих в поставке газа проектируемого газопровода и абонентами сети общего пользования;

организация аудио-видео конференц-связи;

обеспечение каналами связи для организации сбора информации по работе проектируемого газопровода и сбора сообщений КСА;

организация локальных вычислительных сетей по площадкам КС, РЭУ и объединение их в общую локально-вычислительную сеть газопровода;

установка оборудования тестирования оптического волокна;

организация спутникового телевидения на вахтовых поселках.

Волоконно-оптическая линия связи

ТЭО предусмотрена прокладка кабеля ВОЛС 24 ОВ в полиэтиленовой трубе диаметром 40 мм, толщиной стенки 3,5 мм в грунте на расстоянии 9,0 м с левой стороны по ходу газа вдоль проектируемого газопровода.

Прокладка ВОК предусматривается:

на участке МГ «Кызылорда-Астана» от точки врезки к существующему газопроводу «Бейнеу-Шымкент» до УПОУ, от УПОУ до Главного Центрального Диспетчерского Управления г.Астана УМГ Астана;

на участке МГ «Астана-Кокшетау» от УПОУ до АГРС «Кокшетау»;

на участке МГ «Кокшетау-Петропавловск» от АГРС «Кокшетау» до АГРС «Петропавловск».

Предусматриваются вводы ВОЛС на все объекты газопровода, где будет осуществляться сбор технологической информации, мониторинг состояния и управление системами газопровода. На всех технологических объектах с RTU предусматривается установка оборудования связи для подключения SCADA, АСУ ТП, радиосвязи, IP телефонов, СКЗ, системы доступа и видеонаблюдения.

Для укладки и защиты от внешних воздействий кабельных муфт и технологического запаса кабеля предусмотрена установка подземных колодцев оперативного доступа.

Для герметизации точек вывода кабеля из трубы в проекте предусмотрены кабельные вводы с механическим распорным зажимом

Предупредительная сигнальная лента должна быть проложена на глубине 0,5 м от глубины прокладки кабеля и предназначена для маркировки и идентификации подземных линий связи с целью предотвращения повреждения кабеля при проведении земляных работ.

Для фиксации соединительных муфт, устанавливаемых для сращивания строительных длин кабеля ВОЛС, разветвительных муфт к отводам на площадки КУ, при пересечении инженерных коммуникаций, воздушных линий ВЛ, каналов, рек, предусматривается

установка маркеров, обеспечивающих обнаружение диэлектрических линий связи методом радиолокации.

При пересечениях инженерных коммуникаций разработка траншеи производится вручную с защитой кабеля полиэтиленовой трубой диаметром 63, 110 мм.

Общая длина магистрального кабеля ВОЛС 24 ОВ с учетом монтажа, запаса на соединительных муфтах и на вводах в укрытия для оборудования связи и автоматизации составит;

на участке МГ «Кызылорда-Астана» - 1143 км;

на участке МГ «Астана-Кокшетау» - 292 км;

на участке МГ «Кокшетау-Петропавловск» 187 км.

Схема организации связи

Сети на основе OTN должны удовлетворять техническим требованиям сервисов данного Проекта:

топология;

скорость передачи;

защита;

конфигурация оборудования синхронизации и сетевого управления;

соединения между ЦДУ, УТГ и системой управления газопроводом.

На схемах организации связи представлено размещение всех видов оборудования по проектируемой трассе ВОЛС и по технологическим площадкам КС, РЭУ, ВП, ГИС УЗРГ. В соответствии с технологической схемой газопровода оборудование, размещено в шелтерах на линейных кранах с RTU и на других технологических объектах МГ. На ПУ «Астана» предусмотрена установка OMS сервера системы управления транспортного оборудования ВОЛС, резервный сервер установлен на ПУ «Кызылорда».

ТЭО предусмотрены запасные части и принадлежности, обеспечивающие работоспособность оборудования в течение 24 месяцев без дополнительного приобретения.

Организация линейной диспетчерской радиосвязи

Вдоль проектируемого газопровода предусмотрена организация линейной диспетчерской радиосвязи. Диапазон рабочих частот - 403-430 МГц.

Для работы ремонтных бригад по техническому обслуживанию и аварийных работ по трассе газопровода и кабеля связи других сетей предусмотрены автомобильные и мобильные радиостанции. Приняты радиостанции со встроенными GPS приемниками.

В качестве опор под антенны базовых радиостанций радиотелефонной связи используются башни из стальных конструкций с антикоррозионным покрытием.

Спутниковая связь

Для организации резервной связи на площадках КС предусмотрена установка станций спутниковой связи, обеспечивающих организацию голосовой связи и передачи данных КСА МГ СА на базе цифрового оборудования.

Электропитание станций спутниковой связи предусмотрено от общего источника бесперебойного электропитания.

Система телефонной связи

Вдоль рассматриваемого магистрального газопровода организованы узлы связи на проектируемых ПУ Астана и ПУ Кызылорда с установкой единой IP АТС для КС, РЭУ и ВП для КУ.

Стыковка с сетью общего пользования РК и обеспечение связи с территориальными департаментами по чрезвычайным ситуациям (ДЧС) осуществляется по потоку Е1 через местные АТС.

Видеоконференция

Для организации видеоконференции на площадках ПУ МГ предусмотрена установка оборудования системы видеоконференцсвязи.

Система оповещения и громкоговорящая связь

Предусмотрена система диспетчерской громкоговорящей связи. Основой системы является коммутатор, коммутационное устройство, к которому подключены переговорные устройства и громкоговорители. Коммутатор установлен в металлическом шкафу с классом защиты IP55, в административных зданиях и помещениях операторной.

К коммутатору подключены:

цифровой диспетчерский пульт в настольном исполнении;

цифровые взрывозащищенные переговорные устройства, громкоговорители.

Диспетчерский пульт позволяет оператору произвести общий, групповой или зональный вызов абонентов.

Телевидение

По площадкам РЭУ и ВП предусмотрено совмещать в одном конструктиве все сервисы, необходимые для организации IPTV. Сочетание всех сервисов в одном устройстве позволяет наиболее оперативно и с минимальными затратами предоставить услуги цифрового телевидения в локальной сети.

Локально вычислительная сеть и структурированная кабельная система (ЛВС и СКС)

Для организации IP телевидения и ЛВС предусмотрена СКС по площадкам КС, РЭУ и ВП. СКС состоит из 2-х частей: компьютерная сеть, телефонная сеть и IPTV, которые интегрированы между собой и объединены единой кабельной системой.

В каждом блоке расположен отдельный информационно-коммутационный центр. Эти центры представляют собой телекоммуникационные шкафы с внутренним 19" конструктивом, в которых размещается активное и пассивное оборудование СКС.

Система пожарной сигнализации

Системы пожарной сигнализации предусмотрены для безопасности персонала, трубопровода и рабочей станции, для предотвращения пожара, согласно соответствующим стандартам проектирования.

Система газовой сигнализации

Системы сигнализации газообнаружения предусмотрены для защиты безопасности людей и производственного оборудования, обнаружения утечки с концентрацией газа, сигнализации при превышении допустимой нормы для предотвращения травмирования людей, возникновения пожара и взрывоопасных концентраций.

Охранная сигнализация. Система видеонаблюдения

Периметровая охранная сигнализация и видеонаблюдение предусмотрены по площадкам КС, РЭУ, ВП, крановых узлах, УЗПОУ, УЗОУ, УПОУ в соответствии с СТ РК 1916-2009.

На площадках линейной части газопровода предусмотрена установка купольных камер видеонаблюдения с функцией ночного видения, стойкого исполнения к неблагоприятным климатическим воздействиям.

Системы охранной сигнализации и видеонаблюдения работают совместно, и при нарушении периметра камера поворачивается в сторону нарушителя.

По степени обеспечения надежности электроснабжения электроприемники систем охранной сигнализации и видеонаблюдения относится к I категории согласно ПУЭ РК.

6.8 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

В основу предлагаемых противопожарных мероприятий положены принципы, изложенные в ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». Общие требования», в соответствии с которыми пожарная безопасность объекта на стадии проектирования должна обеспечиваться: системой предотвращения пожара; системой противопожарной защиты; организационно-техническими мероприятиями.

Пожарная безопасность на объекте представляет собой комплекс инженерно- технических и объемно-планировочных решений, направленных на выполнение следующих условий:

обеспечение пожарной безопасности людей и материальных ценностей;

предотвращение воздействия опасных факторов пожара;

предотвращение вторичных появлений факторов пожара.

Защиты персонала и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера предусмотрена:

размещением проектируемых зданий и сооружений на безопасном расстоянии в соответствии с нормативными противопожарными разрывами;

конструктивными решениями зданий и сооружений (защита от коррозии, специальные покрытия, надежные конструкции фундаментов, использование блочно-комплектных устройств и т.д.);

планирование решениями;

комплексом мероприятий по взрывопожарной и пожарной безопасности;

организацией оповещения персонала об угрозе возникновения или возникших аварийных и стихийных бедствиях.

Размещение зданий и сооружений на схеме генерального плана произведено в соответствии с требованиями нормативных документов, с соблюдением противопожарных разрывов, что обеспечивают пожарную безопасность проектируемого объекта. Предусмотрены инженерно-технические мероприятия гражданской обороны, которые охватывают мероприятия, направленные на предупреждение чрезвычайных ситуаций и уменьшения риска их возникновения, обеспечение защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера, а также от опасностей, возникающих при ведении военных действий, диверсий или террористических актов.

6.9 Охрана окружающей среды

Раздел охраны окружающей среды рассмотрен и получены заключения:

Комитет по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан – санитарно-эпидемиологическое заключение от 9 марта 2017 года № OW-0001/17;

Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства энергетики Республики Казахстан – заключение государственной экологической эксперитизы от 10 февраля 2017 года № OW-0005/17.

6.10 Институциональный раздел

Основными участниками Проекта, независимо от схемы финансирования, являются: акционеры, государство, подрядчик, поставщик, эксплуатирующая организация.

Институциональная схема Проекта

Таблица 4

Название участника проекта	Информация об участнике проекта	Функции участника проекта	Ответственность участника проекта
Администратор программы	АО «КазТрансГаз»	Проводит государственную политику в сфере энергетики, в т.ч. в сфере транспортировки газа на республиканском и региональном уровне; проводит мониторинг реализации инвестиций.	Контроль и координация деятельности юридических лиц
Заявитель проекта	АО «КазТрансГаз»	Реализует мероприятия по проекту; - осуществляет расходование средств; - предоставляет финансовый отчет об использовании средств	Подготавливает проект, отчитывается за исполнение проекта и его финансирование
Участник Проекта (Балансодержатель в постинвестиционный период)	АО «КазТрансГаз»	Обеспечивает организацию и координацию разработки и выполнения инвестиционной программы; осуществляет выбор организаций, выполняющих сервисные работы в рамках реализации проекта	Обеспечивает надлежащую эксплуатацию и содержание имущества; ведет бухгалтерскую, статистическую и другую, предусмотренную законодательством отчетность; обеспечивает управление имуществом
Участник Проекта (Эксплуатирующая организация)	АО «КазТрансГаз»	Осуществляет функции содержания имущества, определяет содержания и ремонта имущества; осуществляет хозяйственную деятельность в порядке, определенном законом; обеспечивает условия для своевременного проведения капитального и текущего ремонтов в соответствии с установленными стандартами, нормативами, нормами и правилами	Обеспечивает надлежащую эксплуатацию и содержание имущества; ведет бухгалтерскую, статистическую и другую, предусмотренную законодательством отчетность; Производственный контроль
Участник Проекта (Проектная организация)	ТОО «КАТЭК»	Разработка технико-экономического обоснования по проекту строительства подводящего газопровода; выбор и согласование внут-	Технико-экономическое обоснование инвестиций и оценка проекта

Название участника проекта	Информация об участнике проекта	Функции участника проекта	Ответственность участника проекта
		риквартальных сетей; Согласование, экспертиза и утверждение ТЭО;	

Основные участники Проекта по этапам его реализации

Таблица 5

Фаза проекта	Состав работ	Мероприятия	Исполнитель	Примечание
1	**Прединвестиционная фаза**			
1.1	Планирование проекта	Изучение прогнозов и направлений развития регионов	Заказчик с участием, Проектной организации	
		Разработка концепции проекта	Заказчик	Материалы ТЭО
		Технико-экономическое обоснование инвестиций и оценка проекта	Проектная рганизация	Определен на тендерной основе, договор о госзакупках
		Выбор и согласование схемы магистрального газопровода.	Заказчик с участием проектной организации	Акт выбора трассы газопровода
		Согласование, экспертиза и утверждение ТЭО	Проектная организация, Заказчик, уполномоченные органы	Заключение РГП «Госэкспертиза», заключение уполн-ных органов
1.2	Разработка ПСД	Разработка плана проектных работ	Заказчик, ДСП	
		Выдача задания на разработку Проекта и Рабочей документации	Заказчик	
		Разработка и утверждение Проекта и рабочей документации	Проектная организация, Заказчик	
		Согласование, экспертиза и утверждение Проекта	Проектная организация	Заключение РГП «Госэкспертиза», заключение уполномоченных органов надзора
		Принятие окончательного решения об инвестициях	Заказчик, уполномоченные органы	
		Разработка плана реализации проекта	Заказчик, ДСП	
2	**Инвестиционная фаза**			
2.1	Заключение контрактов	Тендеры на поставку трубы и оборудования, заключение контрактов	Заказчик, ДСП	

		Тендеры на подрядные работы и заключение контрактов	Заказчик, ДСП	
		Разработка планов и графиков поставки ресурсов	ДСП	
		Разработка предварительного плана реализации проекта	ДСП	
2.2	СМР	Составление оперативного плана строительства	ДСП, Генподрядчик	
		Разработка графиков производства работ	ДСП, Генподрядчик	
		Выполнение СМР Мониторинг и контроль	ДСП, Генподрядчик	
		Корректировка плана строительства	ДСП, Генподрядчик	
		Оплата работ и поставок	ДСП, Генподрядчик	
2.3	Ввод в эксплуатацию	Пуско-наладочные работы	Генподрядчик	
		Сдача объекта заказчику и госкомиссии	Генподрядчик	
		Демобилизация ресурсов	Генподрядчик	
		Анализ результатов	Заказчик	
3	**Эксплуатационная фаза**			
	Эксплуатация	Эксплуатация объекта	Эксплуатационная организация	
		Замена оборудования, расширение, внедрение новшеств	Эксплуатационная организация	

Источником финансирования являются средства заказчика и заемные средства.

Основные требования, при увязке интересов основных участников Проекта следующие:

активы Проекта и состав участников должны быть сформированы строго в соответствии с целью инициаторов проекта;

Проект должен получить необходимые ресурсы, чтобы все его стадии были выполнены в срок. Вместе с тем объем потребляемых ресурсов не должен превышать объективные потребности Проекта на каждой его стадии;

требования участников Проекта не должны быть взаимоисключающими, и каждый из участников должен получить от него то, чего он ожидает;

должны быть проанализированы все возможные случаи остановки Проекта или существенного отклонения от проектных условий и по возможности застрахованы с помощью гарантий участников Проекта. При этом важно не только определить, кто является гарантом, но и с достаточной степенью достоверности представить себе, что произойдет, если эти гарантии придется выполнять.

Риски управления Проектом

В процессе реализации Проекта возможны риски:

связанные с изменением валютного регулирования, изменением правил таможенного контроля и пошлин, изменением налогового законодательства;

политические и экономические условия предпринимательской и инвестиционной деятельности;

неверной оценки будущей стоимости Проекта, риск существенных изменений условий контракта и риск смены контрагента;

непредсказуемое поведение конкурентов.

Мероприятия по снижению рисков:

проведение дополнительных мероприятий направленных на снижение рисков;

страхование;

распределение рисков между участниками (частичная передача рисков партнерам по отдельным инвестиционным ситуациям) ответственным при этом за конкретный вид риска назначить того из участников, который обладает возможностью точнее и качественнее рассчитывать и контролировать данный риск;

тщательного составления контракта с частной компанией, оговаривая минимальные стандарты качества, оценивая стоимость Проекта на протяжении всего его жизненного цикла и предусматривая системы вознаграждения, основанные на эффективности работы подрядчика;

приобретение дополнительной информации.

6.11 Организация строительства

Нормативная продолжительность строительства

Нормативная продолжительность строительства определена согласно СН РК 1.03-01-2016 и СП РК 1.03-101-2013 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений» и составляет 114 месяцев, в том числе:

I этап – 45 месяцев, в том числе:

1-я очередь строительства – 21 мес.,

2-я очередь строительства – 24 мес.;

II этап – 19 мес.,

III этап – 18 мес.,

IV этап – 32 мес., в том числе:

1-ая очередь строительства – 16 мес.;

2-ая очередь строительства – 16 мес.

Согласно письму заказчика от 1 марта 2017 года № 4-40-547 приняты следующие сроки начала выполнения работ:

I этап:

1-я очередь строительства с октября 2017 года,

2-я очередь строительства с 1-ого квартала 2019 года;

II этап со II квартала 2022 года;

III этап со II квартала 2024 года;

IV этап:

1-я очередь с 1-ого квартала 2028 года;

2-я очередь строительства с 1-го квартала 2030 года.

Распределение инвестиций :

I этап

1-я очередь строительства:

2017 г. - 20%,

2018 г. - 80%;

2-я очередь строительства:

2019 г. - 50%,

2020 г. - 50%;
II этап:
2022 г. - 68%,
2023 г. - 32%;
III этап:
2024 г. - 73%;
2025 г. - 27%;
IV этап:
1-я очередь строительства:
2028 г. - 75%,
2029 г. - 25%;
2-я очередь строительства:
2030 г. - 75%;
2031 г. - 25%.

6.12 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Государственным нормативом по определению расчетной стоимости строительства в Республике Казахстан, Государственным нормативом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 03 июля 2015 года №235-нқ, на основании государственных сметных нормативов, задания на проектирование и проектным решениям ТЭО.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса «АВС-4» по выпуску сметной документации ресурсным методом в текущих ценах первого квартала 2017 года.

Расчеты выполнены согласно принятых решений в ТЭО с применением проектов-аналогов:

П «Строительство магистрального газопровода «Запад-Север-Центр». Заключение РГП «Госэкспертиза» от 02 августа 2013 года №01-0499/13;

П «Строительство магистрального газопровода «Алматы-Байсерке-Талгар». Заключение Южного филиала РГП «Госэкспертиза» от 09 ноября 2011 года №02-0690/11;

РП «Строительство магистрального газопровода от месторождения Кожасай до КС12 МГ «Бухара-Урал». Заключение Филиала РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области от 03 июня 2016 года №04-0147/16;

РП «Строительство газопровода-отвода от магистрального газопровода «Окарем-Бейнеу» до пос.Шетпе с установкой АГРС «Шетпе» в Мангистауском районе». Заключение РГП «Госэкспертиза» от 06 мая 2016 года №01-0200/16.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015, с учетом изменений и дополнений выпуски 1-7;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы ЭСН РК 8.04-02-2015, с учетом изменений и дополнений выпуски 1-7;

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

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

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

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

сборник сметных цен в текущем уровне на инженерное оборудование объектов строительства ССЦ РК 8.04-09-2016 в текущем уровне первого квартала 2017 года;

перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующих сборниках цен, утвержденный заказчиком от 10 марта 2017 года, согласно пункту 24 Государственного норматива по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан.

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

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

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

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

затраты на строительство временных зданий и сооружений (НДЗ РК 8.04-05-2015);

дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время (НДЗ РК 8.04-06-2015).

Расчетная стоимость строительства определена в ценах 2016-2031 года через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного согласно Прогноза социально-экономического развития Республики Казахстан на 2017-2021 годы от 31 августа 2016 года, протокол № 29.

Налог на добавленную стоимость принят в размере 12%, установленном законодательством Республики Казахстан на соответствующий год строительства, от расчетной стоимости строительства в текущем уровне цен с учетом налогов, сборов и обязательных платежей.

6.13 Финансово-экономический раздел

Экономическая оценка ТЭО выполнена согласно СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство».

Источником финансирования инвестиционных затрат в проекте принято 50% заемные средства, 50 % собственные средства заказчика.

Расчет экономических и финансовых показателей Проекта производится при следующих условиях:

расчетный период проекта – 32 года (в т.ч. период эксплуатации 30 лет);

ставка дисконтирования принята на уровне 5,5%;

учет прогнозного уровня инфляции;

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

Источником дохода и чистой прибыли по годам реализации проекта является предоставление услуг по транспортировке газа с применением расчетных тарифов на оказываемые услуги.

Согласно Техническому заданию по выбранному варианту строительства проектируемого объекта рассмотрены следующие уровни тарифов.

1. Расчет тарифа по транспортировке газа по методике КРЕМ по схеме финансирования 50% заемные средства, 50 % собственные средства заказчика определен на уровне 16,9 тыс.тенге/1000 м^3. При сложившемся уровне тарифа внутренняя норма доходности IRR 1,82% ниже средневзвешенной стоимости капитала WACC 9,7%. Таким образом тариф на данном уровне не обеспечивает финансово-экономическую рентабельность проекта.

2. Для достижения уровня рентабельности внутренняя норма доходности должна быть более либо равна 9,7%. Расчет тарифа по транспортировке газа по методике КРЕМ по схеме финансирования 50% заемные средства, 50% собственные средства заказчика определен на уровне 49,7 тыс.тенге/1000 м^3. При сложившемся уровне тарифа внутренняя норма доходности IRR 9,96% выше средневзвешенной стоимости капитала WACC 9,7%. Таким образом тариф на данном уровне обеспечивает финансово-экономическую рентабельность проекта. Однако при данном уровне тарифа розничная цена газа для потребителей будет неконкурентоспособной в сравнении с другими видами топлива. То есть возникнут значительные коммерческие риски с реализацией товарного газа перспективным потребителям, а проект экономически неэффективным.

3. Для определения оптимального уровня тарифа, достижением уровня безубыточности и финансовой устойчивости был рассмотрен единый уровень тарифа при определенных исходных условиях.

Условия и схемы финансирования приняты в соответствии с финансово-экономическими параметрами, утвержденными АО «КазТрансГаз», объемы и капитальных и эксплуатационных затрат приняты в соответствии с расчетными параметрами, транспортировка газа по системе магистральных газопроводов АО «ИЦА» в период 2019-2049 гг. принята в объеме от 12 до 129 лрд.м3/год, размер ставки прибыли для расчета тарифа принят на уровне 5,5 %. Расчет тарифа по транспортировке газа по методике КРЕМ по схеме финансирования 50% заемные средства, 50 % собственные средства заказчика определен на уровне 4,444 тыс.тенге/1000 м^3. При сложившемся уровне тарифа внутренняя норма доходности IRR 11,8% выше средневзвешенной стоимости капитала WACC 9,7%. Таким образом тариф на данном уровне обеспечивает финансово-экономическую рентабельность проекта.

Результаты оценки финансово-экономических показателей с учетом введения единого тарифа приведены в таблице 6.

Таблица 6

Схема финансирования	50% заемных средств 50% собственный капитал АО «КазТрансГаз»
Тариф	4 444 тенге/1000 м^3
Средневзвешенная стоимость капитала WACC	9,7%
Чистый дисконтированный доход NPV	631,39 млн. тенге
Внутренняя норма доходности IRR	11,8%
Дисконтированный срок окупаемости DPBP	10 лет

По результатам оценки финансово-экономических показателей проект считается рентабельным и экономически эффективным.

Бюджетная эффективность от реализации данного проекта будет состоять из налоговых поступлений в бюджет, создания новых рабочих мест необходимых для эксплуатации магистрального газопровода.

В результате реализации проекта ожидаются положительные эффекты:

стабильные поставки газа для внутренних потребителей;

строительство объектов инфраструктуры вдоль трассы газопровода;

рост занятости населения;

замещение более дорогостоящих источников топлива на газ для расширяющегося рынка потребителей и снижение выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду;

развитие новых производств, сырьем для которых является газ.

Также ожидаются отрицательные эффекты:

возможное повышение тарифа на транспорт газа и высокий уровень отпускных цен на газ;

необходимость в рекультивации сельскохозяйственных земель;

расходы на экологическую безопасность.

Оценка «условно-экономического эффекта газификации», исходя из фактических объемов потребления сжиженного газа, приведенная стоимость расходов на пищеприготовление на сжиженном газе и приведенная стоимость расходов при переводе на природный газ показывает существенную экономию и преимущество в сторону природного газа.

Строительство магистрального газопровода будет способствовать реализации программы газификации регионов согласно Генеральной схеме газификации Республики Казахстан. Строительство газопровода имеет социальную направленность для экономики Республики Казахстан.

6.14 Социальный раздел

Потребность в трудовых ресурсах

Расчетная численность профессионально-квалификационного состава работающих для эксплуатации магистрального газопровода предусматривает списочную численность рабочих с учетом нормальных условий работы и сменности обслуживания объектов магистрального газопровода, обеспечивающую его надежную работу и выполнение для этого работ по эксплуатационному обслуживанию и ремонту сетей, технологического оборудования, инженерных систем, автотранспорта и механизмов, зданий и сооружений.

Расчетная численность профессионально-квалификационного состава работающих для эксплуатации магистрального газопровода определена на основании «Нормативов численности персонала организаций, осуществляющих эксплуатационные и ремонтные работы магистральных газопроводов и станций подземного хранения газа», разработанных Центром организации труда на энергетических объектах «ЦОТэнерго», утвержденным приказом Министерства энергетики Республики Казахстан от 23.05.2013 г., №88.

Нормативом предусмотрено, списочная численность рабочих с учетом условий работы и сменности обслуживания объектов магистрального газопровода, обеспечивающую его надежную работу и выполнение для этого работ по эксплуатационному обслуживанию и ремонту сетей, технологического оборудования, инженерных систем, автотранспорта и механизмов, зданий и сооружений.

Расчетная численность персонала по эксплуатации магистрального газопровода «Сары-Арка» определена в количестве 225 человек, из которых:

ИТР (инженерно-технический персонал) – 34 человека

производственный персонал – 171 человек;

административный штат – 18 человек.

Наибольшая численность производственного персонала приходится на УМГ «Караганда» - 144 человека, на УМГ «Астана» - 72 человека.

Расчет численности эксплуатационного персонала для компрессорных станции проектируемого газопровода «САРЫ-АРКА» определен на основании методики «Нормативы численности персонала организации, осуществляющих эксплуатационные и ремонтные работы магистральных газопроводов и станций подземного хранения газа», а также на основе показателей типовых проектов, опытных и экспертных оценок и предусматривает спи-

сочную численность рабочих с учетом нормальных условий работы и сменности обслуживания компрессорных станции магистрального газопровода, обеспечивающую его надежную работу и выполнение для этого работ по эксплуатационному обслуживанию и ремонту технологического оборудования, систем энерговодоснабжения.

Социальные риски

В процессе реализации Проекта строительства газораспределительных сетей, наиболее важными показателями социальных рисков могут стать как уровень заработной платы, своевременность выплаты заработной платы, социальные условия жизни населения, повышения уровня экономически активного населения, снижение уровня безработицы.

Предполагаемые мероприятия по снижению рисков - отчисления на страхование работников согласно Закону «Об обязательном страховании», подбора квалифицированного персонала.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Изменения и дополнения, внесенные в технико-экономическое обоснование в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям РГП «Госэкспертиза» в технико-экономическое обоснование «Строительство магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» внесены следующие изменения и дополнения:

Генеральный план и транспорт

1. Представлены чертежи по площадкам компресорной станции РЭУ «Жезказган», РЭУ «Темиртау», УЗПОУ с УП по IV этапу с таблицей основных показателей по генплану.
2. На генплане, в экспликации зданий и сооружений указана категория по взрывопожарной и пожарной опасности зданий, сооружений и наружных установок.
3. На ситуационной схеме показана санитарно-защитная зона объектов IV-Этапа строительства.
4. В конструкции дорожной одежды исключена искрогасящая добавка.

Наружные сети водоснабжения и водоотведения

5. Представлены химические анализы воды: протокол исследования воды № 7403 от 2 июля 2004 года; протокол испытаний № 187 от 13 мая 2005 года; микробиологический анализ воды (протокол испытаний № 34 от 7 апреля 2005 года).
6. Представлена балансовая таблица водоснабжения и водоотведения.
7. Представлены технологические схемы по очистке бытовых и дождевых вод.

Сметная документация

8. Стоимость работ приведена в соответствие с данными проекта-аналога.
9. Объемы работ приведены в соответствие с откорректированной ведомостью объемов работ.

7.2 Оценка принятых решений

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

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СП РК 1.02-01-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство».

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки ТЭО.

При разработке ТЭО учтены местные природно-климатические и геологические условия площадки строительства.

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

Принятые решения с учетом внесенных изменений по п. 7.1 соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической, пожарной и промышленной безопасности, надежности работы газораспределительных сетей.

Основные технико-экономические показатели

Таблица 7

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Изменения: - снижение + увеличение
			заявленные	рекомендуемые к утверждению	
1	Объем транспортировки природного газа на расчетный срок (2040 г.) с возможностью увеличения	млрд. $м^3$/год	2,947 3,666	2,947 3,666	- -
2	Протяженность магистрального газопровода	км	1 534,0	1 534,0	-
3	Количество/Мощность компрессорной станции (КС)	шт./МВт	2/17,1	2/17,1	-
4	Количество газораспределительных станций (АГРС)	шт.	7	7	-
5	Количество РЭУ	шт.	2	2	-
6	Количество ВП	шт.	2	2	-
7	Общая расчетная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2016-2031 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	372 464,317 257 629,732 62 461,786 52 372,799	369 959,825 244 705,302 66 823,271 58 431,252	-2 504,492 -12 924,430 +4 361,485 +6 058,453
8	Из них в ценах: 2016 года (разработка ТЭО, экспертиза, ТЭО) 2017 года 2018 года 2019 года 2020 года 2021 года (ПИР) 2022 года 2023 года 2024 года 2025 года 2026 года (ПИР) 2027 года (ПИР) 2028 года 2029 года 2030 года 2031 года	млн. тенге		554,001 43 967,801 180 264,483 21 029,807 21 531,968 345,111 32 590,435 15 552,859 13 592,906 5 019,590 103,450 172,417 13 265,071 4 559,030 13 058,172 4 352,724	
9	Нормативная продолжительность строительства	мес.	114	114	-

В том числе:					
I-Этап (2016-2020 гг.)					
10	Общая расчетная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2016-2020 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	271 141,722 199 903,767 33 312,216 37 925,739	267 348,059 189 852,010 36 615,481 40 880,568	-3 793,663 -10 051,757 +3 303,265 +2 954,829
11	Из них в ценах: 2016 года (разработка ТЭО, экспертиза) 2017 года 2018 года 2019 года 2020 года	млн. тенге		554,001 43 967,801 180 264,483 21 029,806 21 531,968	
12	Нормативная продолжительность строительства	мес.		45	
В том числе: *I-очередь строительства 2016-2018 гг.:*					
13	МГ «Кызылорда-Астана» с газопроводами-отводами на АГРС-1 «Астана», АГРС-2 «Астана»: диаметр протяженность	мм км	820 1081,0	820 1081,0	- -
14	Производительность АГРС	тыс. нм^3/час	205,0	205,0	-
15	Общая расчетная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2016-2018 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	233 243,361 188 510,988 12 117,873 32 614,500	224 786,285 177 769,337 14 222,592 32 794,356	-8 457,076 -10 741,651 +2 104,719 +179,856
16	Из них в ценах: 2016 года (разработка ТЭО, экспертиза) 2017 года 2018 года	млн. тенге		554,001 43 967,801 180 264,483	
17	Нормативная продолжительность строительства	мес.		21	
II-очередь строительства 2019-2020 гг.:					
18	Строительство инженерных систем на участке МГ «Кызылорда-Астана» и газопроводов-отводов на АГРС-«Жезказган», АГРС-«Караганда», АГРС-«Темиртау»: производительность АГРС-«Жезказган» производительность АГРС-«Караганда» производительность АГРС-«Темиртау»	тыс. нм^3/час	40,0 110,0 50,0	40,0 110,0 50,0	- - -
19	Общая расчетная стоимость строительства в прогнозных ценах 2019-2020 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	37 898,361 11 392,779 21 194,343 5 311,239	42 561,774 12 082,673 22 392,889 8 086,212	+4 663,413 +689,894 +1 198,546 +2 774,973
20	Из них в ценах: 2019 года 2020 года	млн. тенге		21 029,806 21 531,968	

21	Нормативная продолжительность строительства	мес.		24	
II-Этап (2021-2023 гг.)					
22	Участок МГ «Астана-Кокшетау» с газопроводом-отводом и АГРС- «Кокшетау»: диаметр протяженность	 мм км	 630 276	 630 276	 - -
23	Производительность АГРС-«Кокшетау»	тыс. нм^3/час	70,0	70,0	-
24	Производительность АГРС-«Петропавловск»	тыс. нм^3/час	85,0	85,0	-
25	Общая расчетная стоимость строительства в прогнозных ценах 2021-2023 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	 млн. тенге	 48 109,839 35 313,997 6 080,876 6 714,966	 48 231,620 32 954,777 6 976,363 8 300,480	 +121,781 -2 359,220 + 895,487 +1 585,514
26	Из них в ценах: 2021 года (ПИР) 2022 года 2023 года	 млн. тенге		 345,111 32 590,435 15 296,074	
27	Нормативная продолжительность строительства	мес.		19	
III-Этап (2023-2025 гг.)					
28	Участок МГ «Кокшетау-Петропавловск» с газопроводом-отводом и АГРС-«Петропавловск»: диаметр протяженность	 мм км	 177 426,0	 177 426,0	 - -
29	Общая расчетная стоимость строительства в прогнозных ценах 2023-2025 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	 млн. тенге	 19 274,946 12 042,625 4 446,535 2 785,786	 18 869,282 10 885,185 4 798,981 3 185,116	 -405,664 -1 157,440 +352,446 +399,330
30	Из них в ценах: 2023 года (ПИР) 2024 года 2025 года	 млн. тенге		 256,785 13 592,907 5 019,590	
31	Нормативная продолжительность строительства	мес.		18	
IV-Этап (2026-2031 гг.):					
32	Общая расчетная стоимость строительства в прогнозных ценах 2026-2031 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	 млн. тенге	 33 937,810 10 369,344 18 622,158 4 946,308	 35 510,864 11 013,330 18 432,446 6 065,088	 +1 573,054 +643,986 -189,712 +1 118,780
33	Из них в ценах: 2026 года (ПИР) 2027 года (ПИР) 2028 года	 млн. тенге		 103,450 172,417 13 265,071	

	2029 года 2030 года 2031 года			4 559,030 13 058,172 4 352,724	
34	Нормативная продолжительность строительства	мес.		32	
В том числе:	*I-очередь строительства 2026-2029 гг.*				
35	Строительство КС-«Жезказган» на участке МГ «Кызылорда-Астана»: установленная мощность КС количество ВП количество РЭУ	МВт	17,1 1 1	17,1 1 1	- - -
36	Общая расчетная стоимость строительства в прогнозных ценах 2026-2029 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	16 993,957 5 205,907 9 311,079 2 476,971	17 825,289 5 566,803 9 216,223 3 042,263	+831,332 +360,896 -94,856 +565,292
37	Из них в ценах: 2026 года (ПИР) 2027 года (ПИР) 2028 года 2029 года	млн. тенге		 103,450 172,417 13 162,066 4 387,356	
38	Нормативная продолжительность строительства	мес.		16	
	II-очередь строительства 2028-2031 гг.				
39	Строительство КС-«Темиртау» на участке МГ «Кызылорда-Астана»: установленная мощность КС количество ВП количество РЭУ	МВт	17,1 1 1	17,1 1 1	- - -
40	Общая расчетная стоимость строительства в прогнозных ценах 2028-2031 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	16 943,853 5 163,437 9 311,079 2 469,337	17 685,575 5 446,527 9 216,223 3 022,825	+741,722 +283,090 -94,856 +553,488
41	Из них в ценах: 2028 года (ПИР) 2029 года (ПИР) 2030 года 2031 года	млн. тенге		 103,004 171,674 13 058,173 4 352,724	
42	Нормативная продолжительность строительства	мес.		16	

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений ТЭО «Строительство магистрального газопровода «САРЫ-АРКА» 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:

объем транспортировки природного газа
на расчетный срок (2040 г.) - 2,947 млрд. м^3/год,
с возможностью увеличения - 3,666 млрд. м^3/год;

протяженность магистрального газопровода - 1 534,0 км;
количество/мощность компрессорной станции (КС) - 2 шт./17,1 МВт;
количество газораспределительных станций (АГРС) - 7 шт.;
количество РЭУ - 2 шт.;
количество ВП - 2 шт.;
общая расчетная стоимость строительства
в текущих и прогнозных ценах
2016-2031 гг.,всего - 369 959,825 млн. тенге,
в том числе: СМР - 244 705,302 млн. тенге,
оборудование - 66 823,271 млн. тенге,
прочие - 58 431,252 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства - 114 мес;
в том числе:

I Этап (2016-2020 гг.)

общая расчетная стоимость строительства
в текущих и прогнозных ценах
2016-2020 гг.,всего - 267 348,059 млн. тенге,
в том числе: СМР - 189 852,010 млн. тенге,
оборудование - 36 615,481 млн. тенге,
прочие - 40 880,568 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства - 45 мес,
в том числе:

<u>I очередь строительства 2016-2018 гг.:</u>

МГ «Кызылорда-Астана» с газопроводами-отводами
На АГРС-1 «Астана», АГРС-2 «Астана»:
диаметр - 820 мм;
протяженность - 1081,0 км;
производительность АГРС - 205,0 тыс.нм^3/час;
общая расчетная стоимость строительства
в текущих и прогнозных ценах
2016-2018 гг.,всего - 224 786,285 млн. тенге,
в том числе: СМР - 177 769,337 млн. тенге,
оборудование - 14 222,592 млн. тенге,
прочие - 32 794,356 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства - 21 мес.

<u>II очередь строительства 2019-2020 гг.:</u>

Строительство инженерных систем на участке
МГ «Кызылорда-Астана» с газопроводами-отводами
на АГРС-«Жезказган», АГРС-«Караганда», АГРС-«Темиртау»:
производительность АГРС «Жезказган» - 40,0 тыс.нм^3/час;
производительность АГРС-«Караганда» - 110,0 тыс.нм^3/час;
производительность АГРС-«Темиртау» - 50,0 тыс.нм^3/час.
общая расчетная стоимость строительства
в прогнозных ценах 2019-2020 гг.,всего - 42 561,774 млн. тенге,
в том числе: СМР - 12 082,673 млн. тенге,
оборудование - 22 392,889 млн. тенге,
прочие - 8 086,212 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства - 24 мес.

II Этап (2021-2023 гг.)

Участок МГ «Кокшетау-Астана» с газопроводами-отводами
на АГРС-«Кокшетау»:

диаметр	- 630 мм;
протяженность	- 276 км;
производительность АГРС-«Кокшетау»	- 70,0 тыс.нм^3/час;
производительность АГРС-«Петропавловск»	- 85,0 тыс.нм^3/час;
общая расчетная стоимость строительства	
в прогнозных ценах 2021-2023 гг.,всего	- 48 231,620 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 32 954,777 млн. тенге,
оборудование	- 6 976,363 млн. тенге,
прочие	- 8 300,480 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства	- 19 мес.

III Этап (2023-2025 гг.)

Участок МГ «Кокшетау-Петропавловск» с газопроводами-отводами
и АГРС-«Петропавловск»:

диаметр	- 426 мм;
протяженность	- 177 км;
общая расчетная стоимость строительства	
в прогнозных ценах 2023-2025 гг.,всего	- 18 869,282 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 10 885,185 млн. тенге,
оборудование	- 4 798,981 млн. тенге,
прочие	- 3 185,116 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства	- 18 мес.

IV-Этап (2026-2031 гг.):

общая расчетная стоимость строительства	
в прогнозных ценах 2026-2031 гг.,всего	- 35 510,864 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 11 013,330 млн. тенге,
оборудование	- 18 432,446 млн. тенге,
прочие	- 6 065,088 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства	- 32 мес.

<u>I очередь строительства 2026-2029 гг.:</u>

строительство КС-«Жезказган»
на участке МГ «Кызылорда-Астана»:

установленная мощность КС	- 17,1 МВт,
количество ВП	- 1 шт.,
количество РЭУ	- 1 шт.;
общая расчетная стоимость строительства	
в прогнозных ценах 2026-2029 гг.,всего	- 17 825,289 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 5 566,803 млн. тенге,
оборудование	- 9 216,223 млн. тенге,
прочие	- 3 042,263 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства	- 16 мес.;

<u>II очередь строительства 2028-2031 гг.:</u>

строительство КС-«Темиртау»
на участке МГ «Кызылорда-Астана».

установленная мощность КС	- 17,1 МВт;

количество ВП - 1 шт.,
количество РЭУ - 1 шт.
общая расчетная стоимость строительства
в прогнозных ценах 2028-2031 гг.,всего - 17 685,575 млн. тенге,
в том числе: СМР - 5 446,527 млн. тенге,
оборудование - 9 216,223 млн. тенге,
прочие - 3 022,825 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства - 16 мес.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована АО «КазТрансГаз» в соответствии с условиями договора от 19 января 2017 года № 01-0077.

3. Заказчик при приемке документации по технико-экономическому обоснованию от разработчика должен проверить ее на соответствие настоящему экспертному заключению.

4. Заказчику на стадии проектирования максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып **«**САРЫ-АРҚА» магистралды газ құбырын салу» техникалық-экономикалық негіздемесі Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілердің және мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіпте келесідей негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштермен бекітілуге ұсынылады:

есептік кезеңге (2040 ж.)
табиғи газды тасымалдау көлемі - 2,947 млрд. м^3/жылына,
ұлғаю мүмкіндігімен - 3 666 млрд. м^3/жылына;
магистралды газ құбырының ұзындығы - 1 534,0 км;
компрессорлық станцияның (КС) саны/қуаттылығы - 2 дана/17,1 МВт;
газ тарату станциясының саны (АГТС) - 7 дана;
ЖБП саны - 2 дана;
ВК саны - 2 дана;
2016-2031 жж. ағымдағы және болжамды бағалардағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 369 959,825 млн.теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 244 705,302 млн.теңге,
жабдық - 66 823,271 млн.теңге,
өзгелер - 58 431,252 млн. теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы - 114 ай.;
оның ішінде:
I кезең (2016-2020 жж.):
2016-2020 жж. ағымдағы және болжамды бағалардағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 267 348,059 млн.теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 189 852,010 млн.теңге,
жабдық - 36 615,481 млн.теңге,
өзгелер - 40 880,568 млн. теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы - 45 ай,
оның ішінде:
<u>2016-2018 жж құрылыстың I кезегі:</u>
«Астана» АГТС-1, «Астана» АГТС-2-ге
газ құбыры- бұруымен «Қызылорда-Астана» МГ

диаметрі - 820 мм;
ұзындығы - 1081,0 км;
АГТС өнімділігі - 205,0 мың нм^3/сағ;
2016-2018 жж. ағымдағы және болжамды бағалардағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 224 786,285 млн.теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 177 769,337 млн.теңге,
жабдық - 14 222,592 млн.теңге,
өзгелер - 32 794,356 млн. теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы - 21 ай,
2019-2020 жж құрылыстың II кезегі:
«Жезқазған» АГТС, «Қарағанды» АГТС, «Теміртау» АГТС-ке
газ құбыры-бұруымен «Қызылорда-Астана» МГ
учаскесінде инженерлік жүйелерді салу:
«Жезқазған» АГТС өнімділігі - 40,0 мың нм^3/сағ;
«Қарағанды» АГТС өнімділігі - 110,0 мың нм^3/сағ;
«Теміртау» АГТС өнімділігі - 50,0 мың нм^3/сағ;
2019-2020 жж. болжамды бағалардағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 42 561,774 млн.теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 12 082,673 млн.теңге,
жабдық - 22 392,889 млн.теңге,
өзгелер - 8 086,212 млн. теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы - 24 ай.

II Кезең (2021-2023 жж.)

«Көкшетау» АГТС-ке газ құбыры-бұруымен
«Көкшетау-Астана» МГ учаскесі:
диаметрі - 630,0 мм;
ұзындығы - 276 км;
«Көкшетау» АГТС өнімділігі - 70,0 мың нм^3/сағ;
«Петропавл» АГТС өнімділігі - 85,0 мың нм^3/сағ.;
2021-2023 жж. болжамды бағалардағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 48 231,620 млн.теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 32 954,777 млн.теңге,
жабдық - 6 976,363 млн.теңге,
өзгелер - 8 300,480 млн. теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы - 19 ай.

III Кезең (2023-2025 жж.)

газ құбыры-бұруымен «Көкшетау-Петропавл» МГ
және «Петропавл» АГТС:
диаметрі - 426 мм;
ұзындығы - 177 км;
2023-2025 жж. болжамды бағалардағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 18 869,282 млн.теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 10 885,185 млн.теңге,
жабдық - 4 798,981 млн.теңге,
өзгелер - 3 185,116 млн. теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы - 18 ай.

IV-Кезең (2026-2031 жж.):

2026-2031 жж. болжамды бағалардағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 35 510,864 млн.теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 11 013,330 млн.теңге,
жабдық - 18 432,446 млн.теңге,
өзгелер - 6 065,088 млн. теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы - 32 ай,
оның ішінде:

2026-2029 жж құрылыстың I кезегі:

«Қызылорда-Астана» МГ учаскесінде
«Жезқазған» КС салу:
КС белгіленген қуаттылығы - 17,1 МВт,
ЖБП саны - 1 дана;
ВК саны - 1 дана;
2026-2029 жж. болжамды бағалардағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 17 825,289 млн.теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 5 566,803 млн.теңге,
жабдық - 9 216,223 млн.теңге,
өзгелер - 3 042,263 млн. теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы - 16 ай;

2028-2031 жж құрылыстың II кезегі:

«Қызылорда-Астана» учаскесінде
«Теміртау» КС салу:
КС белгіленген қуаттылығы - 17,1 МВт,
ЖБП саны - 1 дана;
ВК саны - 1 дана;
2028-2031 жж.болжамды бағалардағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 17 685,575 млн.теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 5 446,527 млн.теңге,
жабдық - 9 216,223 млн.теңге,
өзгелер - 3 022,825 млн. теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы - 16 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2017 жылғы 19 қаңтардағы № 01-0077 шарттың талаптарына сәйкес «КазТрансГаз» АҚ кепілдік етеді.

3. Тапсырыс беруші әзірлеушіден техникалық-экономикалық негіздемесі бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оның осы сараптама қорытындысына сәйкестігін тексерсін.

4. Тапсырыс беруші жобалау сатысында отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдарын және конструкцияларын барынша пайдалансын.

Наженов А.К.

Ведущий специалист

Койшебаева Г.

Главный специалист

Ажнов С.В.

Эксперт

Артекова Г.К.

Эксперт

Искаков Б.Б.

Эксперт

Искалиев А.Н.

Эксперт

Жармаханов Б.К.

Эксперт

Бекисанова А.К.

Эксперт

Хван К.А.

Советник Генерального директора

Иманбаев С.Б.

Начальник управления экспертизы проектов

Едресов Е.Ж.

Заместитель генерального директора

Балтынова Г.А.

Руководитель экспертной группы

Омельченко Т.

Главный специалист