«Маңғыстау облысы, Жаңаөзен қаласы, Өзен кенішінде МГӨБ (мұнай газ өндіруші басқармасы)-1, 2, 3, 4 отын газқұбырларын қайта құралымдау»
жұмыс жобасы бойынша

19.03.2018 ж. № 15-0063/18
(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Өзенмұнайгаз» АҚ

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Проектно Строительный Центр» ЖШС

Ақтау қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Маңғыстау облысы, Жаңаөзен қаласы, Өзен кенішінде МГӨБ (мұнай газ өндіруші басқармасы)-1, 2, 3, 4 отын газқұбырларын қайта құралымдау» жұмыс жобасы бойынша осы қорытынды «Мемсараптама» РМК-нің Батыс өңірі бойынша филиалымен берілді.

«Мемсараптама» РМК-нің Батыс өңірі бойынша филиалының рұқсатынсыз осы қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 15-0063/18 от 19.03.2018 г.
(положительное)

по рабочему проекту
«Реконструкция топливных газопроводов НГДУ (нефтегазодобывающее управление) -1, 2, 3, 4 на месторождении Узень, г. Жанаозен, Мангистауская область»

ЗАКАЗЧИК:
АО «Озенмунайгаз»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Проектно Строительный Центр»

г. Актау

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по рабочему проекту **«Реконструкция топливных газопроводов НГДУ (нефтегазодобывающее управление) -1, 2, 3, 4 на месторождении Узень, г. Жанаозен, Мангистауская область»** выдано филиалом по Западному региону РГП «Госэкспертиза».

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект **«Реконструкция топливных газопроводов НГДУ (нефтегазодобывающее управление) -1, 2, 3, 4 на месторождении Узень, г. Жанаозен, Мангистауская область».**

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 04 января 2018 года №01-0014.

2. ЗАКАЗЧИК: АО «Озенмунайгаз».

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Проектно Строительный Центр», государственная лицензия от 22 февраля 2017 года №17003154, I – категория, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Мангистаукой области.

ГИП – Ыксанов К. (приказ от 18 октября 2017 года №25).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции АО «Озенмунайгаз».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

задания на проектирование, утвержденные заместителем генерального директора по производству АО «Озенмунайгаз» от 04 января 2017 года;

постановление ГУ «Акимат Мангистауской области» о предоставлении права временного возмездного землепользования (аренды) от 08 июля 2014 года №166;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды), выданный Мангистауским филиалом РГП «НПЦзем» КО от 15 июля 2014 года №0188900;

архитектурно-планировочные задания, утвержденные главным архитектором Каракиянского раойна от 26 января 2017 года №№010, 011, 012, 013;

перечень основного оборудования, отсутствующего в нормативной базе и принятого по прайс-листам, и его стоимости, утвержденный управляющим директором по капитальному строительству АО «Озенмунайгаз» от 26 февраля 2018 года;

экспертное заключение по рабочему проекту «Реконструкция топливных газопроводов НГДУ-1,2,3,4», утвержденное генеральным директором ТОО «Проектно Строительный Центр» от 14 ноября 2017 года №53 (аттестат на право проведения работ в области промышленной безопасности от 05 декабря 2014 года №KZ72VEK00000988, выданный Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан);

акт обследования промысловых трубопроводов от 09 июня 2017 года, (аттестат эксперта Бижикенова К. М. АДСиЖКХ №03543 от 28 августа 2012 года, выданный Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, на техническое обследование надежности и устойчивости зданий и сооружений, срок действия до 28 августа 2017 года);

отчет об инженерно-геологических изысканиях и топографо-геодезическая съемка в масштабе 1:1000, выполненные ТОО «Проектно Строительный Центр» в 2017 году, (Государственная лицензия от 16 февраля 2007 года МҚЛ №0000192, приложение к государственной лицензии от 27 октября 2014 года);

письмо АО «Озенмунайгаз» от 13 декабря 2017 года №10299 о планировании строительства объекта во втором квартале 2018 года.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Мангистауской области» - письмо о согласовании рабочего проекта в части мер промышленной безопасности от 26 декабря 2017 года №KZ15VQR00009201;

АО «Озенмунайгаз» - письмо о согласовании рабочего проекта от 13 декабря 2017 года №10299.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

ТОМ 1. 1675-204-01-ПЗ - общая пояснительная записка.

ТОМ 2. 1675-204-02-Рабочие чертежи:

ГСН - газоснабжение наружное;

СМ - сметная документация;

ООС - охрана окружающей среды;

ПП - паспорт проекта.

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Обеспечение дополнительной добычи, сбора и транспорта продукции скважин.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Район работ расположен в Каракиянском районе, на территории объектов НГДУ-1, 2, 3, 4.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон (согласно СНиП РК 2.04-01-2010) - IV Г;

расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 (СНиП РК 2.04-01-2010) - минус 19^{0}С;

нормативная снеговая нагрузка (СНиП 2.01.07-85*) - 50 кгс/м^2;

нормативная ветровая нагрузка (СНиП 2.01.07-85*) - 48 кгс/м^2;

нормативная глубина промерзания грунта (СНиП РК 2.04-01-2010) - 0,8 м;

сейсмичность (СНиП РК 2.03-30-2006) - 6 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Отчет по инженерно-геологическим изысканиям выполнен ТОО «Проектно Строительный Центр» в 2017 году.

По объекту для инженерных изысканий работы произведены на четырех участках:

НГДУ-1 (пробурены 7 скважин с глубиной 3,5 м);

НГДУ-2 (пробурены 9 скважин с глубиной 3,5 м);

НГДУ-3 (пробурены 18 скважин с глубиной 3,5 м);

НГДУ-4 (пробурены 9 скважин с глубиной 3,5 м).

Участок №1. НГДУ-1

Скважины №12, №13, №25

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – суглинок пылеватый, просадочный. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя от 0,5 м до 1,2 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,118-0,216 кгс/см^2; плотность грунта 1,64 г/см^3; удельное сцепление 20 кПа; угол внутреннего трения 24^0; модуль деформации 12 МПа.

ИГЭ-2 – известняк-ракушечник. Мощность грунта составляет 2,3-3,0 м. Грунт вскрыт с глубины от 1,2 м до 3,5 м, от 1,1 м до 3,5 м и от 0,5 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,66 г/см^3; предел прочности одноосному сжатию 6,46 МПа (в естественном состоянии); предел прочности одноосному сжатию 3,56 МПа (в водонасыщенном состоянии).

Скважина №14

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – супесь пылеватая, просадочная. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя 0,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,105 кгс/см^2; плотность грунта 1,38 г/см^3; удельное сцепление 20 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 4,4 МПа.

ИГЭ-2 – песок крупный, пылеватый, просадочный. Мощность грунта составляет 3,0 м. Грунт вскрыт с глубины от 0,5 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,407 кгс/см^2; плотность грунта 1,78 г/см^3; удельное сцепление 18 кПа; угол внутреннего трения 31^0; модуль деформации 9,1 МПа.

Скважина №23

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – суглинок пылеватый, просадочный. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя 0,9 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,862 кгс/см^2; плотность грунта 1,85 г/см^3; удельное сцепление 20 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 2,9 МПа.

ИГЭ-2 – глина легкая, пылеватая, просадочная. Мощность грунта составляет 2,6 м. Грунт вскрыт с глубины от 0,9 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,154 кгс/см^2; плотность грунта 1,64 г/см^3; удельное сцепление 26 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 5,0 МПа.

Скважина №24

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – супесь пылеватая, просадочная. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя 1,0 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,105 кгс/см^2; плотность грунта 1,70 г/см^3; удельное сцепление 20 кПа; угол внутреннего трения 27^0; модуль деформации 4,6 МПа (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-2 – известняк-ракушечник. Мощность грунта составляет 2,5 м. Грунт вскрыт с глубины от 1,0 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,66 г/см^3; предел прочности одноосному сжатию 6,46 МПа (в естественном состоянии); предел прочности одноосному сжатию 3,56 МПа.

Скважина №26

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – глина легкая, пылеватая, просадочная. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя 1,4 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 2,603 кгс/см^2; плотность грунта 1,87 г/см^3; удельное сцепление 22 кПа; угол внутреннего трения 23^0; модуль деформации 2,1 МПа.

ИГЭ-2 – суглинок пылеватый, просадочный. Мощность грунта составляет 2,1 м. Грунт вскрыт с глубины от 1,4 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 1,16 кгс/см^2; плотность грунта 1,94 г/см^3; удельное сцепление 20 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 3,6 МПа.

Участок №2. НГДУ-2

Скважины №21, №22

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – песок пылеватый, просадочный. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя от 0,9 м до 1,0 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,410-1,104 кгс/см^2; плотность грунта 1,82 г/см^3; удельное сцепление 29 кПа; угол внутреннего трения 28^0; модуль деформации 15,3 МПа.

ИГЭ-2 – суглинок пылеватый, просадочный. Мощность грунта составляет 3,0-3,1 м. Грунт вскрыт с глубины от 1,0 м до 3,5 м и от 0,9 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 2,848 кгс/см^2; плотность грунта 2,05 г/см^3; удельное сцепление 19 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 4,4 МПа.

Скважины №27, №31, №32, №33

По инженерно-геологическим признакам выделен 1 инженерно-геологический элемент (далее - ИГЭ):

ИГЭ-1 – супесь пылеватая. Вскрыт повсеместно с поверхности мощностью до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,877-2,46 кгс/см^2; плотность грунта 2,02 г/см^3; удельное сцепление 16,5 кПа; угол внутреннего трения 22,5^0; модуль деформации 10,4 МПа.

Скважина №28

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – глина легкая, пылеватая, просадочная. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя 1,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 1,145 кгс/см^2; плотность грунта 1,83 г/см^3; удельное сцепление 22 кПа; угол внутреннего трения 23^0; модуль деформации 2,7 МПа.

ИГЭ-2 – суглинок пылеватый, просадочный. Мощность грунта составляет 2,0 м. Грунт вскрыт с глубины от 1,5 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 1,154 кгс/см^2; плотность грунта 1,88 г/см^3; удельное сцепление 18 кПа; угол внутреннего трения 23^0; модуль деформации 2,0 МПа.

Скважины №29, №30

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – песок пылеватый, просадочный. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя от 0,5 м до 0,6 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 2,069 кгс/см^2; плотность грунта 1,98 г/см^3; удельное сцепление 14 кПа; угол внутреннего трения 24^0; модуль деформации 12,3 МПа.

ИГЭ-2 – известняк-ракушечник. Мощность грунта составляет 2,9-3,0 м. Грунт вскрыт с глубины от 0,6 м до 3,5 м и от 0,5 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,55 г/см^3; предел прочности одноосному сжатию 2,71 МПа (в естественном состоянии); предел прочности одноосному сжатию 1,81 МПа (в водонасыщенном состоянии).

Участок №3. НГДУ-3

Скважины №1, №4, №5, №8, №10

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – суглинок пылеватый, просадочный. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя от 0,6 м до 1,0 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,081-0,094 кгс/см^2; плотность грунта 1,58 г/см^3; удельное сцепление 10 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 3,0 МПа.

ИГЭ-2 – песок крупный, пылеватый, просадочный. Мощность грунта составляет 2,5-2,9 м. Грунт вскрыт с глубины от 0,6 м до 3,5 м, от 0,5 м до 3,5 м, от 1,0 м до 3,5 м и от 0,8 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 1,27-2,043 кгс/см^2; плотность грунта 1,39 г/см^3; удельное сцепление 18 кПа; угол внутреннего трения 31^0; модуль деформации 6,2 МПа.

Скважины №2, №3

По инженерно-геологическим признакам выделены 3 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – суглинок пылеватый, просадочный. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя от 0,4 м до 0,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,275 кгс/см^2; плотность грунта 1,58 г/см^3; удельное сцепление 30 кПа; угол внутреннего трения 20^0; модуль деформации 3,4 МПа.

ИГЭ-2 – супесь пылеватая, просадочная. Мощность грунта составляет 1,5-1,6 м. Грунт вскрыт на глубине от 0,5 м до 2,0 м и от 0,4 м до 2,0 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,068 кгс/см^2; плотность грунта 1,43 г/см^3; удельное сцепление 13 кПа; угол внутреннего трения 24^0; модуль деформации 1,3 МПа.

ИГЭ-3 – глина легкая, пылеватая, просадочная. Мощность грунта составляет 1,5 м. Грунт вскрыт с глубины от 2,0 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,112 кгс/см^2; плотность грунта 1,42 г/см^3; удельное сцепление 30 кПа; угол внутреннего трения 17^0; модуль деформации 1,2 МПа.

Скважины №6, №7, №9, №11, №14, №20

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – супесь пылеватая, просадочная. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя от 0,5 м до 2,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,105 кгс/см^2; плотность грунта 1,38 г/см^3; удельное сцепление 20 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 4,4 МПа.

ИГЭ-2 – песок крупный, пылеватый, просадочный. Мощность грунта составляет 1,0-3,0 м. Грунт вскрыт с глубины от 0,5 м до 3,5 м и от 2,5 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,407 кгс/см^2; плотность грунта 1,78 г/см^3; удельное сцепление 18 кПа; угол внутреннего трения 31^0; модуль деформации 9,1 МПа.

Скважины №15, №17, №18

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – супесь пылеватая, просадочная. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя от 1,9 м до 2,0 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,103 кгс/см^2; плотность грунта 1,53 г/см^3; удельное сцепление 13 кПа; угол внутреннего трения 25^0; модуль деформации 3,8 МПа.

ИГЭ-2 – известняк-ракушечник. Мощность грунта составляет 1,5-1,6 м. Грунт вскрыт с глубины от 2,0 м до 3,5 м и от 1,9 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,51 г/см^3; предел прочности одноосному сжатию 2,21 МПа (в естественном состоянии); предел прочности одноосному сжатию 1,72 МПа.

Скважина №19

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – песок пылеватый, просадочный. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя 1,0 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 1,104 кгс/см^2; плотность грунта 1,82 г/см^3; удельное сцепление 12,5 кПа; угол внутреннего трения 24^0; модуль деформации 15,3 МПа.

ИГЭ-2 – суглинок пылеватый, просадочный. Мощность грунта составляет 3,0 м. Грунт вскрыт с глубины от 1,0 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 2,848 кгс/см^2; плотность грунта 2,05 г/см^3; удельное сцепление 19 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 4,4 МПа.

Участок №4. НГДУ-4

Скважины №34, №35, №37

По инженерно-геологическим признакам выделен 1 инженерно-геологический элемент (далее - ИГЭ):

ИГЭ-1 – супесь пылеватая. Вскрыт повсеместно с поверхности мощностью до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 2,6 кгс/см^2; плотность грунта 1,58 г/см^3; удельное сцепление 20 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 6,1 МПа.

Скважин №36

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – супесь пылеватая, просадочная. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя 2,0 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,253 кгс/см^2; плотность грунта 1,83 г/см^3; удельное сцепление 13 кПа; угол внутреннего трения 24^0; модуль деформации 2,9 МПа.

ИГЭ-2 – известняк-ракушечник. Мощность грунта составляет 1,5 м. Грунт вскрыт с глубины от 2,0 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,91 г/см^3; предел прочности одноосному сжатию 4,24 МПа (в естественном состоянии); предел прочности одноосному сжатию 3,74 МПа.

Скважины №38, №39

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – суглинок пылеватый, просадочный. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя от 0,5 м до 0,6 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,427 кгс/см^2; плотность грунта 1,88 г/см^3; удельное сцепление 20 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 2,4 МПа.

ИГЭ-2 – глина легкая, пылеватая, просадочная. Мощность грунта составляет 2,9-3,0 м. Грунт вскрыт с глубины от 0,6 м до 3,5 м и от 0,5 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 1,324 кгс/см^2; плотность грунта 1,84 г/см^3; удельное сцепление 22 кПа; угол внутреннего трения 23^0; модуль деформации 3,0 МПа.

Скважина №40

По инженерно-геологическим признакам выделены 3 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – суглинок пылеватый, просадочный. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя 0,6 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 1,53 кгс/см^2; плотность грунта 1,85 г/см^3; удельное сцепление 22 кПа; угол внутреннего трения 23^0; модуль деформации 3,8 МПа.

ИГЭ-2 – супесь пылеватая, просадочная. Мощность грунта составляет 1,4 м. Грунт вскрыт на глубине от 0,6 м до 2,0 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,769 кгс/см^2; плотность грунта 1,77 г/см^3; удельное сцепление 13 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 17,4 МПа.

ИГЭ-3 – суглинок пылеватый, просадочный. Мощность грунта составляет 1,5 м. Грунт вскрыт с глубины от 2,0 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,296 кгс/см^2; плотность грунта 1,79 г/см^3; удельное сцепление 20 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации 2,7 МПа.

Скважины №41, №42

По инженерно-геологическим признакам выделены 2 инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – суглинок пылеватый, просадочный. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя от 2,3 м до 2,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 2,915 кгс/см^2; плотность грунта 1,94 г/см^3; удельное сцепление 13 кПа; угол внутреннего трения 26^0; модуль деформации 4,9 МПа.

ИГЭ-2 – супесь пылеватая, просадочная. Мощность грунта составляет 1,0-1,2 м. Грунт вскрыт с глубины от 2,3 м до 3,5 м и от 2,5 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 2,475 кгс/см^2; плотность грунта 1,97 г/см^3; удельное сцепление 18 кПа; угол внутреннего трения 21^0; модуль деформации 5,7 МПа.

Грунтовые воды в период изысканий до глубины 3,5 м не обнаружены.

По содержанию сульфатов грунты от слабо- до сильноагрессивных к бетонам на сульфатостойких цементах; по содержанию хлоридов – от средне- до сильноагрессивных к железобетонным конструкциям.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Технологические решения

Состав сооружений и выбор оборудования определился на основании перечня газопроводов промысловых объектов АО «Озенмунайгаз» АО РД «КазМунайГаз» подлежащих реконструкции. Рабочим проектом предусматривается реконструкция устаревших и изношенных газопроводов диаметрами 159х8 мм, 114х8 мм, 89х8 мм, 73х6 мм, 57х6 мм. Протяжённость проектируемых газопроводов могут не соответствовать к протяженности демонтируемых газопроводов, так как трасса проектируемых газопроводов выбирается по новой трассе, согласно нормативным требованиям.

Состав сооружений:

топливные газопроводы НГДУ-1;

топливные газопроводы НГДУ-2;

топливные газопроводы НГДУ-3;

топливные газопроводы НГДУ-4.

Топливные газопроводы НГДУ-1

Перечень газопроводов, подлежащих реконструкции представлен НГДУ-1 АО «Озенмунайгаз» АО РД «КазМунайГаз».

Подключения проектируемых газопроводов предусмотрены к существующим газораспределительным коллекторам с установкой отсекающей арматуры. Также на узле врезки предусмотрены манометр и воздушник.

Проектируемые газопроводы выполнены из стальных труб диаметрами 159х8 мм и 114х8 мм (ГОСТ 8732-78) из стали марки 10 изготовленных по группе Б (ГОСТ 8731-74) и прокладываются подземно на глубине 1,2 м до верха трубы.

Рабочее давление газопроводов – 0,3 МПа.

При пересечении с существующими автодорогами проектируемые газопроводы диаметрами 159х8 мм и 114х8 мм прокладываются в защитных кожухах, выполненных из стальных труб диаметром 377х10 мм и диаметром 325х8 мм соответственно. Кожухи оснащены контрольными трубками диаметром 50 мм.

Для дальнейшего определения положения газопроводов, а также на поворотах и ответвлениях следует установить опознавательные знаки. Рабочим проектом предусмотрено расстояние между опознавательными знаками не более 1000 м.

Опознавательные знаки следует располагать на расстоянии 1 м от оси трубопровода справа по ходу труб. При пересечениях с автодорогой опознавательные знаки устанавливаются с обеих сторон автодороги.

Проектируемые газопроводы среднего давления классифицируется как газопроводы II категории.

Протяженность газопроводов НГДУ-1, подлежащих реконструкции приведены в таблицах №1 и №2.

Таблица №1

№ п/п	Наименование газопровода	Протяженность газопровода диаметром 159х8 мм, м
1	От осевого коллектора до ГУ-12 и ГУ-13	2122,0
	Итого	2122,0

Таблица №2

№ п/п	Наименование газопровода	Протяженность газопровода диаметром 114х8 мм, м
1	от точки врезки до скв. 4666	179,0
2	от ГУ-4 до ЗУ-4А	770,0
3	от ГУ-13 до ГУ-93	839,0
4	от осевого коллектора до ГУ-12 и ГУ-13	2122,0
5	от осевого коллектора до ГУ-54	61,0
6	от осевого коллектора до ГУ-57	763,0
7	от ГУ-57 скв. 2108	768,0
8	от ГУ-57 скв. 6983	723,0
9	от осевого коллектора до ГУ-83	141,0
10	от осевого коллектора до ЗУ-83СП	62,0
11	от осевого коллектора до ЗУ-83В	518,0
12	от точки врезки до ЗУ-83А	525,0
13	от точки врезки до ЗУ-83Б	897,0
14	от осевого коллектора до Г-84	77,0
15	от ГУ-84 до ЗУ-84Б	206,0
16	от точки врезки до ЗУ-84Г	332,0
17	от осевого коллектора до ЗУ-84В	608,0
18	от точки врезки до ЗУ-84А	330,0
19	от осевого коллектора до ГУ-85	1352,0
20	от ГУ-85 до ЗУ-85Б	292,0
21	от ГУ-85 до скв. 1262	1178,0
22	от ГУ-85 до скв. 7122	711,0
23	от Базы ПРС до ГУ-88	443,0
24	от ГУ-88 до ЗУ-88В	816,0
25	от осевого коллектора до ГУ-91	228,0
26	от осевого коллектора до ГУ-89	660,0
27	от ГУ-89 до скв. 3270	480,0
28	от осевого коллектора до ГУ-55	864,0
29	от ГУ-55 до ЦДНГ-8	420,0
30	от осевого коллектора до ЗУ-87В	266,0
31	от точки врезки до ГУ-87	588,0
32	от ГУ-87 до ГУ-87Б	654,0
33	от точки врезки до ЗУ-87А	467,0
34	от точки врезки до скв. 133	792,0
35	от осевого коллектора до ГУ-90	384,0
36	от ГУ-90 до ЗУ-90Б	617,0
37	от ГУ-90 до ЗУ-90А	384,0
38	от ГУ-90 до ЗУ-90В	476,0
39	от точки врезки до скв. 4684	507,0
40	от осевого коллектора до ГУ-7	620,0
41	от ГУ-7 до ЗУ-7А	767,0
42	от точки врезки до ЗУ-7В	403,0
43	от осевого коллектора ГУ-85 до ЗУ-4Б	338,0
44	от ГУ-12 до скв.6813	494,0
45	от ГУ-13 до ЗУ-13Б	506,0
	Итого	22782,0

Топливные газопроводы НГДУ-2

Перечень газопроводов, подлежащих реконструкции представлен НГДУ-2 АО «Озенмунайгаз» АО РД «КазМунайГаз».

Подключения проектируемых газопроводов предусмотрены к существующим газораспределительным коллекторам с установкой отсекающей арматуры. Также на узле врезки предусмотрены манометр и воздушник.

Проектируемые газопроводы выполнены из стальных труб диаметрами 114х8 мм и 57х6 мм (ГОСТ 8732-78) из стали марки 10 изготовленных по группе Б (ГОСТ 8731-74) и прокладывается подземно на глубине 1,2 м до верха трубы.

Рабочее давление газопроводов – 0,3 МПа.

При пересечении с существующими автодорогами проектируемые газопроводы диаметрами 114х8 мм и 57х6 мм прокладываются в защитных кожухах, выполненных из стальных труб диаметрами 325х8 мм и 273х8 мм соответственно. Кожухи оснащены контрольными трубками диаметрами 50 мм.

Для дальнейшего определения положения газопроводов, а также на поворотах и ответвлениях следует установлены опознавательные знаки. Рабочим проектом предусмотрено расстояние между опознавательными знаками не более 1000 м.

Опознавательные знаки следует располагать на расстоянии 1 м от оси трубопровода справа по ходу труб. При пересечениях с автодорогой опознавательные знаки устанавливаются с обеих сторон автодороги.

Протяженность газопроводов НГДУ-2, подлежащих реконструкции приведены в таблицах №3 и №4.

Таблица №3

№ п/п	Наименование газопровода	Протяженность газопровода диаметром 114х8 мм, м
1	от ГУ-38 до ЗУ-38В от точки врезки до точки врезки	1581,0,0
2	от точки врезки ЗУ-38А	423,0
3	от ГУ-38 до ЗУ-38	286,0
4	от ГУ-58 до ЗУ-58Б	943,0
5	от ГУ-58 до ЗУ-58	754,0
6	от ГУ-58 до ЗУ-58А	481,0
7	от ГУ-40 до ЗУ-40В	586,0
8	ГУ-40 до ЗУ-40А	798,0
9	от ГУ-40 до ЗУ-40Б	1209,0
10	от ГУ-41 до ЗУ-41Г	326,0
11	от ГУ-47 до ЗУ-47В	1195,0
12	от ГУ-47 до ЗУ-47Д	698,0
13	от ГУ-49 до ЗУ-49В	996,0
14	от ГУ-51 до ЗУ-51Б	1223,0
15	от ГУ-18 до ЗУ-18Г	618,0
16	от ГУ-18 до ЗУ-18Б	927,0
17	от точки врезки до ЗУ-18В и от точки врезки до точки врезки	1034,0
18	от ГУ-109 до ЗУ-109А	647,0
19	от ГУ-34 до ЗУ-34А	270,0
20	от ГУ-34 до ЗУ-34В	267,0
21	от ГУ-34 до ЗУ-34Б	744,0

окончание таблицы №3

22	от ГУ-34 до ЗУ-34Г	587,0
23	от ГУ-9 до ЗУ-9	634,0
24	от ГУ-9 до ЗУ-9А	357,0
25	от точки врезки до ЗУ-31А	420,0
26	от ГУ-31 до ЗУ-31	135,0
27	от ГУ-31 до ЗУ-31Б	471,0
	Итого	17740,0

Таблица №4

№ п/п	Наименование газопровода	Протяженность газопровода диаметром 57х6 мм, м
1	от точки врезки до скв. 8919	248,0
2	от точки врезки до скв. 16	1113
3	от точки врезки до скв. 1568	205,0
4	от точки врезки до скв. 1341	120,0
5	от точки врезки до скв. 6648	77,0
6	от точки врезки до скв. 6921	460,0
7	от точки врезки до скв. 7971	277,0
8	от точки врезки до скв. 9031	535,0
9	от точки врезки до скв. 8907	226,0
10	от точки врезки до скв. 8926	176,0
11	от точки врезки до скв. 6918	275,0
12	от точки врезки до скв. 3808	145,0
13	от точки врезки до скв. 2295	411,0
14	от точки врезки до скв. 4873	717,0
15	от точки врезки до скв. 8432	142,0
16	от точки врезки до скв. 2722	207,0
17	от точки врезки до скв. 8892	417,0
18	от точки врезки до скв. 7984	363,0
19	от точки врезки до скв. 1427	281,0
20	от точки врезки до скв. 4874	20,0
21	от точки врезки до скв. 8426	366,0
22	от точки врезки до скв. 3747	438,0
23	от точки врезки до скв. 7326	360,0
24	от точки врезки до скв. 4481	116,0
25	от точки врезки до скв. 98	294,0
26	от точки врезки до скв. 2565	62,0
27	от точки врезки до скв. 4552	579,0
28	от точки врезки до скв. 5103	60,0
29	от точки врезки до скв. 5103	550,0
30	от точки врезки до скв. 3709	842,0
31	от точки врезки до скв. 6833	327,0
32	от точки врезки до скв. 1413	887,0
33	от точки врезки до скв. 4578	330,0
34	от точки врезки до скв. 6774	207,0
35	от точки врезки до скв. 2212	150,0
36	от точки врезки до скв. 6178	350,0
37	от точки врезки до скв. 3150	276,0

окончание таблицы №4

38	от точки врезки до скв. 3940	697,0
39	от точки врезки до скв. 2996	730,0
40	от точки врезки до скв. 6739	106,0
41	от точки врезки до скв. 3461	314,0
42	от точки врезки до скв. 6741	583,0
43	от точки врезки до скв. 8946	12,0
44	от точки врезки до скв. 7273	192,0
45	от точки врезки до скв. 8947	298,0
46	от точки врезки до скв. 3909	551,0
47	от точки врезки до скв. 5734	932,0
48	от точки врезки до скв. 2121	230,0
49	от точки врезки до скв. 5629	397,0
50	от точки врезки до скв. 1661	541,0
51	от точки врезки до скв. 6876	144,0
52	от точки врезки до скв. 6909	523,0
53	от точки врезки до скв. 6479	10,0
54	от точки врезки до скв. 6815	140,0
55	от точки врезки до скв. 6871	10,0
56	от точки врезки до скв. 2166	695,0
57	от точки врезки до скв. 7988	748,0
58	от точки врезки до скв. 6912	255,0
59	от точки врезки до скв. 6462	473,0
60	от точки врезки до скв. 6471	801,0
61	от точки врезки до скв. 5297	320,0
62	от точки врезки до скв. 8983	915,0
63	от точки врезки до скв. 8960	1083,0
64	от точки врезки до скв. 7758	374,0
65	от точки врезки до скв. 5860	442,0
66	от точки врезки до скв. 9292	277,0
67	от точки врезки до скв. 9299	290,0
68	от точки врезки до скв. 8416	130,0
69	от точки врезки до скв. 6771	319,0
70	от точки врезки до скв. 4670	268,0
71	от точки врезки до скв. 3903	557,0
72	от точки врезки до скв. 1733	759,0
73	от ЗУ-51Б до скв 2907	381,0
74	от точки врезки до скважины 1324	436,0
	Итого	28161,0

Топливные газопроводы НГДУ-3

Перечень газопроводов, подлежащих реконструкции представлен НГДУ-3 АО «Озенмунайгаз» АО РД «КазМунайГаз».

Подключения проектируемых газопроводов предусмотрены к существующим газораспределительным коллекторам с установкой отсекающей арматуры. Также на узле врезки предусмотрены манометр и воздушник.

Проектируемые газопроводы выполнены из стальных труб диаметрами 159х8 мм, 114х8 мм, 89х8 мм, 73х5 мм, 57х6 мм (ГОСТ 8732-78) из стали марки 10 изготовленных по группе Б (ГОСТ 8731-74) и прокладывается подземно на глубине 1,2 м до верха трубы.

Рабочее давление газопроводов – 0,3 МПа.

При пересечении с существующими автодорогами проектируемые газопроводы прокладываются в защитных кожухах, выполненных из стальных труб диаметром 377х10 мм (для диаметра 159х8 мм), диаметром 325х8 мм (для диаметров 114х8 мм, 89х8 мм, 73х5 мм) и диаметром 273х8 мм (для диаметра 57х6 мм) соответственно. Кожухи оснащены контрольными трубками диаметром 50 мм.

Для дальнейшего определения положения газопроводов, а также на поворотах и ответвлениях установлены опознавательные знаки.

Протяженность газопроводов НГДУ-3, подлежащих реконструкции приведены в таблицах №5, №6, №7, №8 и №9.

Таблица №5

№ п/п	Наименование газопровода	Протяженность газопровода диаметром 159х8 мм, м
1	от точки врезки до рад. печи ГУ - 62	1473,0
2	от точки врезки до ПП-2,5 ГУ-6215	15,0
	Итого	1488,0

Таблица №6

№ п/п	Наименование газопровода	Протяженность газопровода диаметром 114х8 мм, м
1	от точки врезки до рад. печи ГУ-1	205,0
2	от точки врезки до скв. 7959	254,0
3	от точки врезки до скв. 1144	88,0
4	от точки врезки до скв. 6802	391,0
5	от точки врезки до скв. 5148	609,0
6	от точки врезки до скв. 6772	215,0
7	от точки врезки до скв. 9120	1022,0
8	от точки врезки до скв. 4105	254,0
9	от точки врезки до скв. 433	278,0
10	от точки врезки до скв. 2764	200,0
11	от точки врезки до скв. 4449	20,0
12	от точки врезки до скв. 2721	309,0
13	от точки врезки до скв. 3794	467,0
14	от точки врезки до скв. 7010	308,0
15	от точки врезки до скв. 5012	493,0
16	от точки врезки до скв. 6794	175,0
17	от точки врезки до скв. 4107	438,0
18	от точки врезки до ПП-0,63 ЖО-4	86,0
19	от точки врезки до скв. 4198	298,0
20	от точки врезки до точки врезки и до ПП-0,63 ГУ-65	697,0
21	от точки врезки до УН-0,2МЗ ГУ-65	29,0
22	от точки врезки до УН-0,2МЗ ГУ-11	672,0
23	от точки врезки до Рад. печи ГУ-11	26,0
24	от точки врезки до Рад печи ГУ-66	1533,0
25	от точки врезки до Рад. печи ГУ-66	20,0
26	от точки врезки до Рад. печи ГУ-66	151,0
27	от точки врезки до скв. 2633	392,0
28	от точки врезки до ПТ-2,5 ГУ-8	627,0

окончание таблицы №6

29	от точки врезки до ПНЭ-7 ГУ-3	115,0
30	от точки врезки до скв. 2043	363,0
31	от точки врезки до скв. 7605	257,0
32	от точки врезки до рад.печи ГУ-60	125,0
33	от точки врезки до ПП-0,63 ГУ-7	616,0
34	от точки врезки до скв. 1241	26,0
35	от точки врезки до скважины 9029	392,0
	Итого, м	12151,0

Таблица №7

№ п/п	Наименование газопровода	Протяженность газопровода диаметром 89х8 мм, м
1	от точки врезки до скв. 4711	305,5
2	от точки врезки до водогрейных установок ВГУ-1а	80,0
3	от точки врезки до ПТ-2,5 ГУ-68	1209,0
4	от точки врезки до скв. 2102	388,0
5	от точки врезки до скв. 1137	292,0
6	от точки врезки до скв. 4281	453,0
7	от точки врезки до скв. 2883	412,0
8	от точки врезки до скв. 4249	196,0
9	от точки врезки ПТ-1,5 ЖО-4	255,0
10	от точки врезки до скв. 1982	428,0
11	от точки врезки до ПП-0,63 ЗУ-1Ж2	612,0
12	от точки врезки до скв. 1984	167,0
13	от точки врезки до рад. печи ГУ-2	882,0
14	от точки врезки на ГУ-60 до точки врезки	488,0
15	от точки врезки до ЗУ-1Ж3	718,0
16	от точки врезки до скважины 6811	290,0
	Итого	7175,5

Таблица №8

№ п/п	Наименование газопровода	Протяженность газопровода диаметром 73х5 мм, м
1	от точки врезки до скв. 6820	81,0
2	от точки врезки до скв. 3456	297,0
3	от точки врезки до скв. 370	191,0
4	от точки врезки до скв. 5557	269,0
5	от точки врезки до скв. 413	348,0
6	от точки врезки до скв. 2758	146,0
7	от точки врезки до скв. 8012	255,0
8	от точки врезки до скв. 7251	239,0
9	от точки врезки до скв. 2537	74,0
10	от точки врезки до скв. 7256	464,0
11	от точки врезки до скв. 1233	205,0
12	от точки врезки до скв. 7004	182,0
13	от точки врезки до скв. 7006	197,0

окончание таблицы №8

14	от точки врезки до скв. 5429	441,0
15	от точки врезки до скв. 7824	118,0
16	от точки врезки до скв. 2599	41,0
17	от точки врезки до скв. 5298	102,0
18	от точки врезки до скв. 6762	200,0
19	от точки врезки до скв. 9140	598,0
20	от точки врезки до скв. 6758	408,0
21	от точки врезки до скв. 6747	158,0
22	от точки врезки до скв. 6893	63,0
23	от точки врезки до скв. 4768	224,0
24	от точки врезки до скв. 2881	195,0
25	от точки врезки до скв. 4238	399,0
26	от точки врезки до скв. 6895	309,0
27	от точки врезки до скв. 6753	296,0
28	от точки врезки до печей ГУ-80	60,0
29	от точки врезки до скв. 6138	44,0
30	от точки врезки до УН-02М3 ПСМ ГУ-80	74,0
31	от точки врезки до скв. 5427	19,0
	Итого	6697,0

Таблица №9

№ п/п	Наименование газопровода	Протяженность газопровода диаметром 57х6 мм, м
1	от точки врезки до рад. печи ГУ-16	259,0
2	от точки врезки до ПП-0,63 ГУ-16	23,0
3	от точки врезки до скв. 2971	136,0
4	от точки врезки до рад. печи ГУ-69	601,0
5	от точки врезки до ПП-0,63 ГУ-69	36,0
6	от точки врезки до скв. 2778	185,0
7	от точки врезки до скв. 1582	236,0
8	от точки врезки до скв. 6743	152,0
9	от точки врезки до скв. 2026	100,0
10	от точки врезки до скв. 2340	383,0
11	от точки врезки до скв. 6936	954,0
12	от точки врезки до скв. 2042	189,0
13	от точки врезки до скв. 9407	206,0
14	от точки врезки до скв. 6686	832,0
15	от точки врезки до скв. 2779	428,0
16	от точки врезки до скв. 6901	440,0
17	от точки врезки до скв. 2773	306,0
18	от точки врезки до скв. 6947	435,0
19	от точки врезки до скв. 6727	407,0
20	от точки врезки до скв. 9406	118,0
21	от точки врезки до ПП-0,63 ГУ-73	1984,0
22	от точки врезки до скв. 4002	361,0
23	от точки врезки до ПП-0,63-1 ГУ-76	57,0
24	от точки врезки до ПНЭ-2,7 на ГУ-77	31,0
25	от точки врезки до скв. 8044	141,0

окончание таблицы №9

26	от точки врезки до скв. 6807	532,0
27	от точки врезки до рад. печи ГУ-15	911,0
28	от точки врезки до скв. 4248	611,0
29	от точки врезки до скв. 5259	490,0
30	от точки врезки до скв. 6859	393,0
31	от точки врезки до скв. 6948	214,0
32	от точки врезки до скв. 4242	402,0
33	от точки врезки до скв. 6864	124,0
34	от точки врезки до скв. 6868	288,0
35	от точки врезки до скв. 7257	602,0
36	от точки врезки до скв. 6806	194,0
37	от точки врезки до ПТ-1,5на ГУ-81	26,0
38	от точки врезки до ПТБ-5-40 на ГУ-81	46,0
39	от точки врезки до скв. 6733	334,0
40	от точки врезки до скв. 3911	146,0
41	от точки врезки до скв. 4077	275,0
42	от точки врезки до ОГ-200 ВГУ-1	231,0
43	от точки врезки до скв. 1813	123,0
44	от точки врезки до ПП-0,63-1 ГУ-82	45,0
45	от точки врезки до ПП-0,63-2 ГУ-82	28,0
46	от точки врезки до рад. печи ГУ-92	682,0
47	от точки врезки до ПП-0,63 ГУ-92	16,0
48	от точки врезки до скв. 6933	13,0
49	от точки врезки до скв. 4276	235,0
50	от точки врезки до скв. 6895	395,0
51	от точки врезки до и от ШРП до печей Сатурна ППД-2а	236,0
52	от точки врезки до ОГ-200 ВГУ-60	82,0
53	от точки врезки до скв. 4517	327,0
54	от точки врезки до ПП-0,63-2 ГУ-76	29,0
55	от точки врезки до скв. 9417	348,0
56	от точки врезки до Рад печи ГУ-61	339,0
57	от точки врезки до ПТ-2,5 ГУ-61	16,0
58	от точки врезки до ПТ-1,5 ПС-3	330,0
59	от точки врезки до УН-0,2М3 ППД-2	203,0
	Итого	18266,0

Топливные газопроводы НГДУ-4

Перечень газопроводов, подлежащих реконструкции представлен НГДУ-4 АО «Озенмунайгаз».

Подключения проектируемых газопроводов предусмотрены к существующим газораспределительным коллекторам с установкой отсекающей арматуры. Также на узле врезки предусмотрены манометр и воздушник.

Проектируемые газопроводы выполнены из стальных труб диаметрами 114х8 мм и 57х6 мм (ГОСТ 8732-78) из стали марки 10 изготовленных по группе Б (ГОСТ 8731-74) и прокладывается подземно на глубине 1,2 м до верха трубы.

Рабочее давление газопроводов – 0,3 МПа.

При пересечении с существующими автодорогами проектируемые газопроводы диаметрами 114х8 мм и 57х6 мм прокладываются в защитных кожухах, выполненных из

стальных труб диаметрами 325х8 мм и 273х8 мм соответственно. Кожухи оснащены контрольными трубками диаметром 50 мм.

Для дальнейшего определения положения выкидных трубопроводов, а также на поворотах и ответвлениях устанавливаются опознавательные знаки.

Протяженность газопроводов НГДУ-4, подлежащих реконструкции приведены в таблицах №10 и №11.

Таблица №10

№ п/п	Наименование газопровода	Протяженность газопровода диаметром 114х8 мм, м
1	от осевого коллектора до здания АУП	181,0
2	от осевого коллектора до ванн ПРС	270,0
3	от ГУ-20 до ЗУ-20А	424,0
4	от ГУ-20 до ЗУ-20Б	744,0
5	от ГУ-20 до ЗУ-20В	666,0
6	от осевого коллектора до ГУ-22	1011,0
7	от ГУ-22 до ГУ-23	1297,0
8	от осевого коллектора до ГУ-107	1724,0
9	от осевого коллектора до ЗУ-22А	194,0
10	от ГУ-22 до ЗУ-22Б	681,0
11	от ГУ-23 до ЗУ-23А	853,0
12	от точки врезки до ЗУ-23Б	100,0
13	от точки врезки до ЗУ-23В	36,0
14	от ГУ-107 до ЗУ-107Б	207,0
15	от ГУ-107 до ЗУ-107В	723,0
16	от точки врезки до ЗУ-107Г	383,0
17	от ГУ-107 до ЗУ-107Д	293,0
18	от ГУ-107 до ЗУ-107Е	701,0
19	от осевого коллектора до ГУ-30	816,0
20	от ГУ-30 до ЗУ-30А	524,0
21	от ГУ-30 до ЗУ-30Б	250,0
22	от ГУ-30 до ЗУ-30В	564,0
23	от ГУ-30 до ЗУ-30Г	113,0
24	от ГУ-30 до ЗУ-30Д	555,0
25	от ГУ-30 до ЗУ-30Е	298,0
26	от ГУ-30 до ЗУ-30Ж	907,0
27	от ГУ-102 до ЗУ-102А	117,0
28	от ГУ-102 до ЗУ-102Б	383,0
29	от ГУ-102 до ЗУ-102В	581,0
30	от ГУ-100 до ЗУ-100А	765,0
31	от ГУ-100 до ЗУ-100Б	55,0
32	от ГУ-100 до ЗУ-100В	446,0
33	от ГУ-100 до ЗУ-100Г	711,0
34	от осевого коллектора до ГУ-100	2180,0
35	от осевого коллектора до ГУ-79	155,0
36	от ГУ-79 до ЗУ-79СП	57,0
37	от ГУ-79 до ЗУ-79А	690,0
38	от ГУ-79 до ЗУ-79Б	237,0
39	от ГУ-79 до ЗУ-79В	945,0
40	от ГУ-105 до ЗУ-105СП	233,0

окончание таблицы №10

41	от ГУ-105 до ЗУ-105А	288,0
42	от ГУ-105 до ЗУ-105Б	630,0
43	от ГУ-121 до ЗУ-121СП	790,0
44	от ГУ-121 до ЗУ-121А	222,0
45	от ГУ-121 до ЗУ-121Б	1006,0
46	от ГУ-121 до ЗУ-121В	615,0
47	от ГУ-102 до ЗУ-102Д	592,0
48	от ГУ-103 до ЗУ-103СП	75,0
49	от ГУ-103 до ЗУ-103А	754,0
50	от ГУ-103 до ЗУ-103Б	384,0
51	от ГУ-103 до ЗУ-103Г	503,0
52	от ГУ-103 до ЗУ-103Д	400,0
53	от осевого коллектора до ГУ-24	1105,0
54	от ГУ-24 до ЗУ-24А	51,0
55	от ГУ-24 до ЗУ-24Б	918,0
56	от ГУ-24 до ЗУ-24В	701,0
57	от ГУ-24 до ЗУ-24Г	711,0
58	от ГУ-24 до ЗУ-24Д	727,0
59	от осевого коллектора до ЗУ-110Б	780,0
60	от ГУ-101 до ЗУ-101СП	158,0
61	от ГУ-101 до ЗУ-101А	333,0
62	от ГУ-101 до ЗУ-101Б	663,0
63	от ГУ-101 до ЗУ-101В	491,0
64	от осевого коллектора до ГУ-27	2849,0
65	от осевого коллектора до ГУ-28	273,0
66	от ГУ-28 до ЗУ-28СП	76,0
67	от ГУ-28 до ЗУ-28А	916,0
68	от ГУ-28 до ЗУ-28Б	297,0
69	от ГУ-28 до ЗУ-28В	656,0
70	от ГУ-28 до ЗУ-28Г	686,0
71	от ГУ-27 до ЗУ-27А	355,0
72	от ГУ-27 до ЗУ-27Б	727,0
73	от ГУ-27 до ЗУ-27В	268,0
74	от ГУ-10 до ЗУ-10В	476,0
75	от ГУ-21 до ЗУ-21А	884,0
76	от ГУ-21 до ЗУ-21Б	538,0
77	от осевого коллектора до ЗУ-10А	772,0
78	от осевого коллектора до ГУ-110	1742,0
79	от ГУ-110 до ЗУ-110А	883,0
80	от осевого коллектора до ЗУ-22В	198,0
	Итого	4763,0

Таблица №11

№ п/п	Наименование газопровода	Протяженность газопровода диаметром 57х6 мм, м
1	от точки врезки до скважины 581	70,0
2	от точки врезки до скважины 593	66,0
3	от точки врезки до скважины 659	21,0

продолжение таблицы №11

4	от точки врезки до скважины 801	143,0
5	от точки врезки до скважины 556	15,0
6	от точки врезки до скважины 726	97,0
7	от точки врезки до скважины 431	223,0
8	от точки врезки до скважины 437	27,0
9	от точки врезки до скважины 429	263,0
10	от точки врезки до скважины 337	191,0
11	от точки врезки до скважины 419	107,0
12	от точки врезки до скважины 432	137,0
13	от точки врезки до скважины 617	62,0
14	от точки врезки до скважины 528	76,0
15	от точки врезки до скважины 832	355,0
16	от точки врезки до скважины 685	26,0
17	от точки врезки до скважины 383	138,0
18	от точки врезки до скважины 9516	567,0
19	от точки врезки до скважины 6562	240,0
20	от точки врезки до скважины 989	326,0
21	от ГУ-20 до скважины 7158	651,0
22	от точки врезки до скважины 6561	24,0
23	от точки врезки до скважины 1534	29,0
24	от точки врезки до скважины 3784	462,0
25	от точки врезки до скважины 2309	181,0
26	от точки врезки до скважины 2151	15,0
27	от точки врезки до скважины 808	27,0
28	от точки врезки до скважины 2342	417,0
29	от точки врезки до скважины 2350	59,0
30	от ЗУ-30Д до скважины 6704	230,0
31	от точки врезки до скважины 185	185,0
32	от точки врезки до скважины 7274	287,0
33	от точки врезки до скважины 872	220,0
34	от точки врезки до скважины 2470	31,0
35	от точки врезки до скважины 6226	90,0
36	от точки врезки до скважины 1010	28,0
37	от точки врезки до скважины 144	268,0
38	от точки врезки до скважины 580	165,0
39	от точки врезки до скважины 1008	611,0
40	от точки врезки до скважины 677	369,0
41	от точки врезки до скважины 735	470,0
42	от точки врезки до скважины 521	160,0
43	от точки врезки до скважины 845	153,0
44	от точки врезки до скважины 469	45,0
45	от точки врезки до скважины 984	11,0
46	от ГУ-105 до скважины 1007	110,0
47	от ЗУ-105б до скважины 688	538,0
48	от ЗУ-105Б до скважины 582	259,0
49	от точки врезки до скважины 28	105,0
50	от точки врезки до скважины 843	148,0
51	от точки врезки до скважины 547	34,0
52	от точки врезки до скважины 979	550,0

окончание таблицы №11

53	от точки врезки до скважины 970	138,0
54	от точки врезки до скважины 41	196,0
55	от точки врезки до скважины 495	268,0
56	от точки врезки до скважины 197	151,0
57	от точки врезки до скважины 631	278,0
58	от осевого коллектора до скважины 6799 218	218,0
59	от точки врезки до скважины 4214	131,0
60	от точки врезки до скважины 8912	443,0
61	от ЗУ-104а до скважины 576	564,0
62	от ЗУ-104а до скважины 428	350,0
63	от скважины 428 до скважины 304	400,0
64	от ЗУ-104б до скважины 314	355,0
65	от осевого коллектора до скважины 733	96,0
66	от осевого коллектора до скважины 409	378,0
67	от точки врезки до скважины 848	768,0
68	от ЗУ-28А до скважины 8915	480,0
69	от осевого коллектора до скважины 3882	348,0
70	от ЗУ-27Б до скважины 4184	614,0
71	от точки врезки до скв-6243	41,0
72	от осевого коллектора до скважины 9414	115,0
73	от осевого коллектора до скважины 3861	315,0
74	от ГУ-21 до скважины 7163	1011,0
75	от точки врезки до скважины 7669	123,0
76	от точки врезки до скважины 5179	127,0
77	от точки врезки до скважины 7203	352,0
78	от ЗУ-10А до скважины 5193	522,0
79	от ЗУ-10А до скважины 8956	636,0
80	от скв.4697 до скважины 7179	1066,0
81	от точки врезки до скважины 4193	76,0
82	от ЗУ-110А до скважины 9411	958,0
83	от ЗУ-110А до скважины 1532	250,0
84	от ЗУ-121СП до скважины 683	680,0
85	от ЗУ-24Г до скважины 1862	259,0
86	от ЗУ-24А до скважины 5742	382,0
87	от ЗУ-24В до скважины 7765	477,0
88	от ЗУ-24В до скважины 9225	321,0
89	от ЗУ-24В до скважины 5476	337,0
90	от ЗУ-24А до скважины 4243	529,0
91	от ЗУ-24А до скважины 6826	392,0
92	от ЗУ-27А до скважины 6776	287,0
93	от ЗУ-27А до скважины 1496	579,0
94	от ЗУ-27Г до скважины 5369	725,0
95	от ЗУ-30Ж до скважины 9415	129,0
96	от ЗУ-30Ж до скважины 3580	337,0
97	от ЗУ-30В до скважины 952	127,0
98	от ЗУ-30В до скважины 6710	202,0
	Итого	27613,0

Сварные стыки газопровода согласно СН РК 4.03-01-2011 подвергаются неразрушающему методу контроля в объеме 100%. Стыки вавариваемых вставок, арматуры контролируется в объеме 100% радиографическим методом.

По окончании монтажа газопроводы подлежат испытанию на герметичность.

Испытания газопроводов на герметичность проводят путем подачи в газопровод сжатого воздуха и создания в газопроводе испытательного давления. Согласно СН РК 4.03-01-2011:

давление испытания Рисп=0,6 МПа в течении 24 ч.

Антикоррозийное покрытие подземных участков газопровода согласно требованиям, ГОСТ 9.602-89.

Подземный участок газопровода – «весьма усиленная» изоляция согласно ГОСТ 9.602-2005:

битумно-полимерная грунтовка НК-50;

три слоя ленты поливинилхлоридной изоляционной ленты ПВХ-Б;

один слой защитной обертки типа ПЭКОМ.

Надземный газопровод следует защищать от атмосферной коррозии в соответствии с требованиями ГОСТ 9.101- 78* и ОСТ РК 5.03-04-2003

Основные технические показатели:

общая протяженность топливных газопроводов:

НГДУ-1 – 24904,0 м;

НГДУ-2 – 45901,0 м;

НГДУ-3 – 45757,5 м;

НГДУ-4 – 75176,0 м.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Основными мерами по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера являются:

гласность и информация в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

пропаганда знаний, обучение персонала в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

защитные мероприятия в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Проектируемые объекты относятся к категории IIA-T3, класс В-1г. производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности.

В производственном процессе обращаются и хранятся следующие взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества: горючий газ.

Основные принятые технические решения обеспечивают необходимые инженерно-технические мероприятия по чрезвычайным ситуациям техногенного и природного характера и учитывают следующее:

классификация зон;

осуществление надзора с помощью контрольно-измерительных приборов;

запуск и отключение оборудования;

системы защиты от превышения давления;

изоляция оборудования;

технические характеристики;

маршруты для эвакуации;

оборудование для противопожарных целей безопасности;

процедуры безопасности при строительстве объектов.

Основными мероприятиями, направленными на предупреждение и защиту проектируемых объектов в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера направлены на предотвращение выделений вредных, взрыво-пожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов, высокий уровень автоматизации производственных процессов и дистанционный контроль, размещение вредных и взрывопожарных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках, применение оборудования, трубопроводов и приборов в коррозионно-стойком исполнении, обеспечение коррозионной защиты металлоконструкций.

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

Все технологические трубопроводы после монтажа будут подвергаться контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию.

Защита аппаратов и оборудования, работающих под давлением, предусматривается установкой предохранительных клапанов, запорной арматуры, средств автоматического контроля, измерения и регулирования технологических параметров.

При надземной прокладке трубопроводы укладываются на несгораемые бетонные опоры.

Бетон для бетонных и железобетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе ввиду сульфатной агрессии грунтов по отношению к бетонам нормальной плотности.

Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются битумом за два раза.

Все металлические конструкции подвергаются окраске.

Рабочий проект рассмотрен и согласован:

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Мангистауской области» - письмо о согласовании рабочего проекта в части мер промышленной безопасности от 26 декабря 2017 года №KZ15VQR00009201.

6.4 Оценка воздействия на окружающую среду

Материалы оценки воздействия на окружающую среду к рабочему проекту разработаны ТОО «Проектно Строительный Центр» (Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды №01333Р от 12 февраля 2010 г).

Воздушная среда

При проведении строительных работ основными источниками выбросов загрязняющих веществ (далее-ЗВ) в атмосферу являются выбросы при земляных, сварочных, покрасочных работ, работе битумоплавильной установки, спецтехники.

Всего источников выбросов ЗВ при строительстве объектов – 9 единиц, 3 источника организованного характера и 6 источников неорганизованного характера:

битумоплавильная установка – источник 0001;

сварочный дизельный генератор – источник 0002;

компрессор – источник 0003;

разработка грунта в отвал экскаваторами – источник 6001;

засыпка траншей и котлованов бульдозерами – источник 6002;

уплотнение грунта трамбовками – источник 6003;
выделение пыли от работы спецтехники – источник 6004;
сварочные работы – источник 6005;
покрасочные работы – источник 6006.

Выбросы ЗВ при строительстве проектируемых объектов прекратятся после проведения работ.

Обоснованные нормативы выбросов загрязняющих веществ при СМР приведены в таблице №12.

Таблица №12

Производство цех, участок		Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год достижения ПДВ
			сущ. пол.		на 2018-2020 гг		ПДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Организованные источники									
Битумоплавильная установка		0001							
0301	Азота (IV) диоксид		-	-	0,01692	0,000804	0,01692	0,000804	2018
0304	Азот (II) оксид (6)		-	-	0,00275	0,0001307	0,00275	0,0001307	2018
0330	Сера диоксид (526)		-	-	0,0619	0,00294	0,0619	0,00294	2018
0337	Углерод оксид (594)		-	-	0,1463	0,00695	0,1463	0,00695	2018
2754	Углеводороды предельные С12-19		-	-	0,000652	0,000031	0,000652	0,000031	2018
2904	Мазутная зола теплоэлектростанци		-	-	0,00222	0,0001055	0,00222	0,0001055	2018
Сварочный диз.генератор		0002							
0301	Азота (IV) диоксид		-	-	0,0916	0,01	0,0916	0,01	2018
0304	Азот (II) оксид (6)		-	-	0,0149	0,0016	0,0149	0,0016	2018
0328	Углерод (593)		-	-	0,0078	0,0009	0,0078	0,0009	2018
0337	Углерод оксид (594)		-	-	0,08	0,0087	0,08	0,0087	2018
0703	Бенз/а/пирен (54)		-	-	0,00000014	1,60E-08	0,00000014	1,60E-08	2018
1325	Формальдегид (619)		-	-	0,0017	0,00017	0,0017	0,00017	2018
2754	Углеводороды предельные С12-19		-	-	0,04	0,0044	0,04	0,0044	2018
Компрессор		0003							
0301	Азота (IV) диоксид		-	-	0,0842	0,0084	0,0842	0,0084	2018
0304	Азот (II) оксид (6)		-	-	0,0137	0,0014	0,0137	0,0014	2018
0328	Углерод (593)		-	-	0,0072	0,0007	0,0072	0,0007	2018
0330	Сера диоксид (526)		-	-	0,0112	0,0011	0,0112	0,0011	2018
0337	Углерод оксид (594)		-	-	0,0736	0,0074	0,0736	0,0074	2018
0703	Бенз/а/пирен (54)		-	-	0,00000013	1,30E-08	0,00000013	1,30E-08	2018
1325	Формальдегид (619)		-	-	0,0015	0,000147	0,0015	0,000147	2018
2754	Углеводороды предельные С12-19		-	-	0,0368	0,0037	0,0368	0,0037	2018
Итого по организованным источникам:			-	-	0,69494227	0,059578229	0,69494227	0,059578229	

окончание таблицы №12

Неорганизованные источники									
Разработка грунта экскаватором		6001							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния		-	-	0,103	0,1377	0,103	0,1377	2018
Разработка грунта бульдозером		6002							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния		-	-	0,243	0,1522	0,243	0,1522	2018
Уплотнение грунта трамбовками		6003							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния		-	-	0,03185	0,304	0,03185	0,304	2018
Выбросы пыли от спецтехники		6004							
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния		-	-	0,01096	0,3456	0,01096	0,3456	2018
Сварочные работы		6005							
0123	Железо оксиды		-	-	0,00594	0,000342	0,00594	0,000342	2018
0143	Марганец и его соединения		-	-	0,000511	0,00002944	0,000511	0,00002944	2018
0301	Азота (IV) диоксид		-	-	0,00978	0,0004654	0,00978	0,0004654	2018
0304	Азот (II) оксид (6)		-	-	0,00159	0,00007564	0,00159	0,00007564	2018
0337	Углерод оксид (594)		-	-	0,00739	0,000426	0,00739	0,000426	2018
0342	Фтористые газообразные соединения		-	-	0,000417	0,000024	0,000417	0,000024	2018
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		-	-	0,001833	0,0001056	0,001833	0,0001056	2018
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния		-	-	0,000778	0,0000448	0,000778	0,0000448	2018
Покрасочные работы		6006							
0616	Диметилбензол		-	-	0,25	0,0661	0,25	0,0661	2018
2752	Уайт-спирит (1316*)		-	-	0,149	0,01868	0,149	0,01868	2018
Итого по неорганизованным источникам:			-	-	0,816049	1,02579288	0,816049	1,02579288	2018
Всего по предприятию:			-	-	1,51099127	1,085371109	1,51099127	1,085371109	2018

При эксплуатации новых источников выбросов не будет, так как в рабочем проекте предусмотрена только замена существующих газопроводов топливного газа в связи с изношенностью. Выбросы при эксплуатации отражены в экологической документации АО «Озенмунайгаз».

Водные ресурсы

Источниками водоснабжения месторождения Узень являются поверхностные и подземные воды: Сауcканская (питьевая) вода, поступающая спецавтотранспортом с НСП-

3 г. Жанаозен; привозная бутилированная питьевая вода «Мангистау»; пластовая вода, попутно добываемая на нефтепромысле.

На месторождении действуют системы: питьевого водоснабжения; хозяйственно-бытового водоснабжения; производственного водоснабжения.

Питьевая вода на месторождение доставляется спецавтотранспортом и пополняет емкости для хранения питьевой воды. Кроме того, обеспечивают бутилированной водой питьевого качества.

В период строительных работ источником питьевого водоснабжения будет привозная вода. Объем воды для хозяйственно-питьевых нужд весь период строительно-монтажных работ составит 135 м^3.

Использованная вода собирается в емкости для сбора сточных вод, устанавливаемого Подрядчиком на территории в период строительства с дальнейшим вывозом на КОС г. Жанаозен по договору с ГКП «ОзенИнвест». Сброс сточных вод в природную среду не производится.

Земельные ресурсы и почва

Соблюдение регламента работ, осуществление ряда дополнительных технологических решений с целью увеличения надежности работы оборудования и проведения природоохранных мероприятий сведут к минимуму воздействие на почвенный покров.

Рабочим проектом предусматривается технический этап рекультивации, который включает планировку поверхности рекультивируемой территории; засыпку строительных и других выемок; выравнивание поверхности земли после завершения процесса осадки.

Растительный и животный мир

Воздействие на растительный и животный мир связано с шумом от строительной техники и механическим воздействием на почвенный покров.

Выполнение проектных решений с соблюдением норм и правил эксплуатации запроектированных объектов, а также мероприятий по охране окружающей среды не приведет к значительному нарушению баланса растительного и животного мира и в целом окружающей природной среды.

Отходы производства и потребления

В процессе строительства предусматривается образование следующих отходов: строительные отходы (зеленый уровень опасности GG_{170}), отходы ЛКМ (янтарный уровень опасности AD_{070}), промасленная ветошь (янтарный уровень опасности AC_{030}), огарки сварочных электродов (зеленый уровень опасности GA_{090}), металлолом (зеленый уровень опасности GA_{090}), ТБО (зеленый уровень опасности GO_{060}).

На период строительства образуемые отходы будут раздельно собираться и временно храниться в специально отведенных местах и в специальных контейнерах, на срок не более 6 месяцев до его передачи специализированным организациям, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации.

Отходы производства и потребления на период строительства приведены в таблице №13.

Таблица №13

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего, в т. ч.	33,2040	-	33,2040
отходов производства	32,0790	-	32,0790

окончание таблицы №13

отходов потребления	1,125	-	1,125
Янтарный уровень опасности			
Промасленная ветошь	0,063	-	0,063 ТОО СК «НШТ»
Отходы из лакокрасочных материалов	0,015	-	0,015 ТОО СК «НШТ»
Зеленый уровень опасности			
Строительные отходы	2,0	-	2,0 ТОО СК «НШТ»
Металлолом	30,0	-	30,0 СК «НШТ»
Огарки сварочных электродов	0,001		0,001 ТОО СК «НШТ»
Твердо-бытовые отходы	1,125	-	1,125 ИП «Сатаева»

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе строительства объекта будет сведено к минимуму, при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, всех видов отходов по договору.

6.5 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Производство планируемых работ на территории действующего объекта, в пределах установленной СЗЗ предприятия.

Предусмотрены санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания строителей на период строительно-монтажных работ. Для бытового обслуживания работающих, на территории месторождения Узень имеются существующие бытовые помещения оборудованные: гардеробными, душевыми, помещениями для сушки одежды и обуви. Питание и медицинское обслуживание работающих предусмотрено в существующей столовой и медицинском пункте. Работающих обеспечивают специальной одеждой, специальной обувью и средствами индивидуальной защиты. Доставку работающих на строительную площадку организовывают автобусом. На всех участках и в бытовых помещениях предусматриваются аптечки первой медицинской помощи.

Производство планируемых работ на территории действующего месторождения Узень, предприятия АО «Озенмунайгаз», для которого ранее установлен размер СЗЗ – 1000 метров, объект относится к 1 классу опасности. Ближайшим населенным пунктом является г. Жанаозен, расположенный в 10 км от месторождения. Производство строительно-монтажных работ кратковременное, не классифицируется, размер СЗЗ не устанавливается.

6.6 Организация строительства

Расчет продолжительности строительства и расчет задела по годам выполнены согласно СП РК 1.03-101-2013, СП РК 1.03-102-2014 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений» Транспортное строительство. Магистральный трубопроводный транспорт. Таблица Б1.5.

Продолжительность строительства составляет 9 месяцев.

Начало работ предусмотрено во втором квартале 2018 года (письмо АО «Озенмунайгаз» от 13 декабря 2017 года №10299).

Распределение инвестиций (заделы) по годам строительства:

на 2018 год - 100%.

Строительство газопроводов осуществляется в соответствии с рабочим проектом, действующим законодательством, строительными нормами и правилами, стандартами по безопасности строительной продукции и охране окружающей среды, требованиями СН РК.

Мероприятия по организации строительства и технологии производства работ разрабатываются перед началом строительства лицом, осуществляющим строительство, или по договору лицом, имеющим соответствующий разрешительный документ к таким видам работ и отражаются в проекте производства работ (ППР).

Работы предусмотрено выполнять в оптимальные сроки с применением передовых технологий, механизации работ.

6.7 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года №249-нқ, на основании государственных сметных нормативов, задания на проектирования и принятых проектных решений.

Сметная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком в установленном законодательством порядке и является основанием для определения лимита средств заказчика (инвестора) на реализацию инвестиционных проектов и/или объектов строительства за счет государственных инвестиций в строительство и средств субъектов квазигосударственного сектора в соответствии с пунктом 13 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2018) по выпуску сметной документации в текущих ценах 2018 года.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015 изменения и дополнения 1-10;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы, ЭСН РК 8.04-02-2015 изменения и дополнения 1-10;

сборники сметных цен в текущем уровне 2018 года на строительные материалы, изделия и конструкции, ССЦ РК 8.04-08-2017;

сборник сметных цен в текущем уровне 2018 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов, СЦЭМ РК 8.04-11-2017;

сборник тарифных ставок в строительстве, СТС РК 8.04-07-2017*;

перечень оборудования, материалов и изделий, с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный управляющим директором по капитальному строительству АО «Озенмунайгаз», согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 55 и 60 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, (приказ КДСиЖКХ МИР РК от 14 ноября 2017 года №249-нқ).

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы, определенные в соответствии с Нормативным документом по определению величины накладных расходов и сметной прибыли в строительстве (приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года №249-нқ);

сметная прибыль в размере 8% от суммы прямых затрат и накладных расходов (п. 16, приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года №249-нқ);

средства на непредвиденные работы и затраты в размере 2% от стоимости строительно-монтажных работ по главам 1-9 сметного расчета стоимости строительства (п. 72, приложение 1 к приказу от 14 ноября 2017 года №249-нқ);

средства на временные здания и сооружения согласно НДЗ РК 8.04-05-2015;

дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время НДЗ РК 8.04-06-2015.

Сметная стоимость строительства определена в ценах 2018 года.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, устанавливаемом законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от сметной стоимости строительства.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе проведения экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям филиала по Западному региону РГП «Госэкспертиза» в рабочий проект «Реконструкция топливных газопроводов НГДУ (нефтегазодобывающее управление) -1, 2, 3, 4 на месторождении Узень, г. Жанаозен, Мангистауская область» внесены следующие изменения и дополнения:

Технологические решения:

1) разработаны типовые пересечения проектируемых газопроводных линий с существующими коммуникациями;

2) антикоррозионную изоляцию стальных защитных кожухов диаметрами 273 мм, 325 мм, 377 мм, предусмотрена «весьма усиленной», на основании требований ГОСТ 9.602-2005 и включена в объемы работ.

Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам:

3) предусмотрены нормативные условия по организации труда, бытового и медицинского обслуживания, питьевого водоснабжения строителей на период строительно-монтажных работ, в соответствии с требованиями Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкцию, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №177.

Сметная документация:

4) выполнено оформление и состав сметной документации согласно указаниям «Государственный норматив по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан», приложение 1 к приказу КДС ЖКХ и УЗР от 3 июля 2015 года №235-нқ;

5) выполнена корректировка принятых сметных норм и цен, расхода ресурсов и устранены арифметические ошибки в части единиц измерения;

6) объемы приведены в соответствие с рабочим проектом;

7) откорректирована стоимость проектно-изыскательских работ, экспертизы проектно-сметной документации.

7.2 Оценка принятых проектных решений

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

В соответствии с требованиями «Правила определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам», утвержденный приказом Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года №165, разработчиком рабочего проекта данный объект отнесен к технически сложным, I (повышенный) уровня ответственности.

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

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки проектной документации.

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п.7.1 соответствуют государственным нормативным требованиям по экологической, санитарной и пожарной безопасности, обеспечивают надежное функционирование объекта.

В рабочем проекте применены импортозамещающие местные строительные материалы и изделия, а также продукция, изготавливаемая на предприятиях Республики Казахстан.

Рабочий проект с оценкой воздействия на окружающую среду соответствует Экологическому кодексу Республики Казахстан от 09 января 2007 года «Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду», утвержденной приказом МООС РК от 28 июня 2007 года №204-п.

Рабочий проект соответствует требованиям Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г. №237, «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкцию, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №177.

Таблица №14

Основные технико-экономические показатели по рабочему проекту

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		+увеличение, -снижение
			Заявленные	Рекомендуемые к утверждению	
1	Общая протяженность топливных газопроводов	м	191738,5	191738,5	
2	Общая сметная стоимость строительства в ценах 2017-2018 годов, в том числе: СМР; прочие	млн. тенге	2905,634 2543,452 362,182	2831,733 2477,835 353,898	- 73,901 - 65,617 - 8,284
3	Из них: в ценах 2017 года (ПИР, экспертиза) в ценах 2018 года	млн. тенге		22,451 2809,282	
4	Продолжительность строительства	мес.	9	9	

Примечание: уменьшение сметной стоимости вызвано приведением объемов и расценок согласно рабочим чертежам, утвержденным прайс-листам и нормативной базе цен 2018 года.

8. ВЫВОДЫ

1.С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **«Реконструкция топливных газопроводов НГДУ (нефтегазодобывающее управление) -1, 2, 3, 4 на месторождении Узень, г. Жанаозен, Мангистауская область»** 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:

общая протяженность топливных газопроводов - 191738,5 м;
общая сметная стоимость строительства в ценах 2017-2018 годов - 2831,733 млн. тенге;
в том числе СМР - 2477,835 млн. тенге;
прочие - 353,898 млн. тенге,
продолжительность строительства - 9 месяцев.

2. При представлении на утверждение и выдаче на производство работ рабочий проект подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспертизы.

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

4. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована АО «Озенмунайгаз» в соответствии с условиями договора от 04 января 2018 года №01-0014.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. **«Маңғыстау облысы, Жаңаөзен қаласы, Өзен кенішінде МГӨБ (мұнай газ өндіруші басқармасы)-1, 2, 3, 4 отын газқұбырларын қайта құралымдау»** жұмыс жобасына енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілер және мемлекеттік нормативтер талаптарына сәйкес келетіндіктен, төмендегі негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсыныс жасаймыз:

отын газқұбырларының жалпы ұзындығы - 191738,5 м;
2017-2018 жылдардағы бағалардағы құрылыстың жалпы сметалық құны - 2831,733 млн. теңге;
оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары - 2477,835 млн. теңге;
өзгеде - 353,898 млн. теңге,
құрылыс ұзақтығы - 9 ай.

2. Жұмыс жобасы бекітуге ұсынылғанда және жұмыс жасауға берілгенде осы сараптама қорытындысымен сәйкестігі тексерілуі керек.

3. Тапсырысшы құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдары мен құрастырмаларын барынша пайдалансын.

4. Осы сараптау қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2018 жылғы 04 қаңтардағы №01-0014 шарттың талаптарына сәйкес «Өзенмұнайгаз» АҚ кепілдік етеді.

Хусаинов А.Г.

И.о. директора

Мороз Г.А.

Эксперт

Ергалиева К.Ж.

Главный специалист

Сивинцева Н.Р.

Эксперт

Халиева Р.У.

Эксперт

Шомбылов К.Д.

Эксперт

Шапабаева Л.П.

Эксперт

Куварзина Э.Б.

Начальник производственного отдела

Кононенко Н.М.

Эксперт