Бекітемін
«Мемсараптама» РМК Батыс өңірі бойынша филиалы
Директор
Ө.Б. Нұрбердіханов

«3-МГӨБ (мұнай-газ өндіру басқармасы) 3-блок мұнай құбырлары мен су құбырларын қайта құралымдау» (72,637 км)»
жұмыс жобасы бойынша

02.05.2017 ж. № 15-0101/17
(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Өзенмұнайгаз» АҚ

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Проектно Строительный Центр» ЖШС

Ақтау қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«3-МГӨБ (мұнай-газ өндіру басқармасы) 3-блок мұнай құбырлары мен су құбырларын қайта құралымдау» (72,637 км)» 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.

Утверждаю
Директор
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Западному региону
Нурбердиханов У.Б.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 15-0101/17 от 02.05.2017 г.
(положительное)

по рабочему проекту
«Реконструкция нефтепроводов и водоводов НГДУ-3 (нефтегазодобывающие управление) Блок-3 (72,637 км)»

ЗАКАЗЧИК:
АО «Озенмунайгаз»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Проектно Строительный Центр»

г. Актау

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное заключение на рабочий проект **«Реконструкция нефтепроводов и водоводов НГДУ-3 (нефтегазодобывающие управление) Блок-3 (72,637 км)»** выдано филиалом РГП «Госэкспертиза» по Западному региону.

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект **«Реконструкция нефтепроводов и водоводов НГДУ-3 (нефтегазодобывающие управление) Блок-3 (72,637 км)».**

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 14 февраля 2017 года №01-0255 между РГП «Госэкспертиза» и АО «Озенмунайгаз».

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 – Калдибаев А. (приказ от 23 ноября 2016 года №11).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: негосударственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на проектирование, утвержденное менеджером проекта от 12 мая 2016 года;

постановление ГУ «Акимат Мангистауской области» о предоставлении права временного возмездного землепользования (аренды) от 03 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-планировочное задание, утвержденное главным архитектором Каракиянского района от 01 ноября 2016 года №115;

дефектная ведомость, утвержденная директором НГДУ-3 АО «Озенмунайгаз» от 12 мая 2016 года;

письмо АО «Озенмунайгаз» от 02 февраля 2017 года №321 о планировании начала строительства объекта во втором квартале 2017 года.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» - заключение государственной экологической экспертизы от 13 марта 2017 года №R01-0035/17.

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Мангистауской области» - письмо о согласовании рабочего проекта в части мер промышленной безопасности от 27 марта 2017 года №KZ87VQR00005965.

Акт обследования промысловых трубопроводов в рамках рабочего проекта «Реконструкция нефтепроводов и водоводов НГДУ-3 Блок-3 72,637 км» от 12 мая 2016 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 04 февраля 2019 года).

Экспертное заключение на соответствие требованиям промышленной безопасности по рабочему проекту «Реконструкция нефтепроводов и водоводов НГДУ-3 Блок-3 72,637 км», утвержденное генеральным директором ТОО «Проектно Строительный Центр» от 30 января 2017 года №37 (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).

Перечень основного оборудования и материалов, отсутствующих в нормативной базе и принятых по прайс-листам, и их стоимости, утвержденный директором ДКС АО «Озенмунайгаз» от 10 апреля 2017 года.

АО «Озенмунайгаз» - письмо о согласовании рабочего проекта от 02 февраля 2017 года №321.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Пояснительная записка.

Рабочие чертежи:

ТХ – технологические решения;

АС – архитектурно-строительные решения;

ГС – газоснабжение;

Сметная документация.

Охрана окружающей среды.

Паспорт рабочего проекта.

Дефектная ведомость.

Отчет по инженерно-геологическим изысканиям в 2017 году и топографическая съемка в масштабе 1:1000 в 2016 году, выполнены ТОО «Проектно Строительный Центр» (дог. №2353-204), (Государственная лицензия от 16 февраля 2007 года МКЛ №0000192, приложение к государственной лицензии от 27 октября 2014 года).

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Для обеспечения дополнительной добычи, сбора и транспорта продукции скважин.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Реконструируемые нефтепроводы и водоводы расположены на территории месторождения Узень. В геоморфологическом отношении территория относится к степному Мангышлаку. Административно территория относится к Каракиянскому району Мангистауской области Республики Казахстан.

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

Согласно отчету по инженерно-геологическим изысканиям, составленному ТОО «Проектно Строительный Центр» в 2017 году, геологический разрез исследованной территории на глубину до 3,5 м слагают четвертичные отложения сарматского яруса неогена, представленные супесями, суглинками, глинами, песками и известняком-ракушечником.

По инженерно-геологическим признакам на территории месторождения по трассам технологических трубопроводов выделены пять инженерно-геологических элементов (далее - ИГЭ) сверху вниз:

Скважина №1

ИГЭ-1 – суглинок пылеватый. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя 1,2 м.

Нормативные характеристики грунта: начальное просадочное давление 0,012 МПа; плотность грунта 1,42 г/см^3; удельное сцепление 18 кПа; угол внутреннего трения 25^0; модуль деформации в естественном состоянии 4,9 МПа, в водонасыщенном состоянии 2,4 МПа.

ИГЭ-2 – известняк-ракушечник низкой прочности. Вскрытая мощность 2,3 м. Грунт вскрыт вторым слоем с глубины 1,2 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,68 г/см^3; предел прочности одноосному сжатию в естественном состоянии 3,05 МПа, в водонасыщенном состоянии 2,27 МПа.

Скважина №2

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

Нормативные характеристики грунта: начальное просадочное давление 0,008 МПа; плотность грунта 1,51 г/см^3; удельное сцепление 18 кПа; угол внутреннего трения 21^0; модуль деформации в естественном состоянии 11,6 МПа, в водонасыщенном состоянии 2,5 МПа.

ИГЭ-4 – песок крупный. Грунт вскрыт мощностью 2,5 м с глубины 1,0 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: начальное просадочное давление 0,204 МПа; плотность грунта 1,67 г/см^3; удельное сцепление 13 кПа; угол внутреннего трения 31^0; модуль деформации в естественном состоянии 126,2 МПа, в водонасыщенном состоянии 7,4 МПа.

Скважина №3

ИГЭ-3 – супесь пылеватая. Грунт вскрыт с поверхности мощностью слоя 0,5 м.

Нормативные характеристики грунта: начальное просадочное давление 0,01 МПа; плотность грунта 1,38 г/см^3; удельное сцепление 20 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации в естественном состоянии 5,6 МПа, в водонасыщенном состоянии 4,4 МПа;

ИГЭ-4 – песок крупный. Грунт вскрыт мощностью 3,0 м с глубины 0,5 м до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: начальное просадочное давление 0,041 МПа; плотность грунта 1,78 г/см^3; удельное сцепление 18 кПа; угол внутреннего трения 31^0; модуль деформации в естественном состоянии 77,7 МПа, в водонасыщенном состоянии 9,1 МПа.

Скважина №5

ИГЭ-3 – супесь пылеватая, просадочная. Грунт вскрыт с поверхности мощностью до 2,0 м.

Нормативные характеристики грунта: начальное просадочное давление 0,010 МПа; плотность грунта 1,53 г/см^3; удельное сцепление 13 кПа; угол внутреннего трения 25^0; модуль деформации в естественном состоянии 6,5 МПа, в водонасыщенном состоянии 3,8 МПа.

ИГЭ-2 – известняк-ракушечник низкой прочности. Вскрытая мощность 1,5 м. Грунт вскрыт вторым слоем с глубины 2,0 м до 3,5 м.

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

Скважина №7

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

Нормативные характеристики грунта: начальное просадочное давление 0,086 МПа; плотность грунта 1,85 г/см^3; удельное сцепление 20 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации в естественном состоянии 5,7 МПа, в водонасыщенном состоянии 2,9 МПа.

ИГЭ-5 – глина пылеватая. Грунт вскрыт с глубины 2,5 до 3,5 м.

Нормативные характеристики грунта: начальное просадочное давление 0,015 МПа; плотность грунта 1,64 г/см^3; удельное сцепление 26 кПа; угол внутреннего трения 22^0; модуль деформации в естественном состоянии 5,4 МПа, в водонасыщенном состоянии 5,0 МПа.

Грунтовые воды в период изысканий до глубины 3,5 м не вскрыты. Территория потенциально не подтопляемая.

Грунты от слабо- до сильнозасоленных, засоление хлоридно-сульфатное. Коррозионная агрессивность грунтов к углеродистой стали высокая.

По содержанию сульфатов грунты от слабоагрессивных до сильноагрессивных к бетонам на сульфатостойких цементах, по содержанию хлоридов грунты от среднеагрессивных до сильноагрессивных к железобетонным конструкциям.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Технологические решения

Сбор и транспорт нефти

В технологической части рабочего проекта предусмотрена, в соответствии с заданием на проектирование, реконструкция следующих основных сооружений:

реконструкция выкидных трубопроводов от добывающих скважин до замерных установок;

реконструкция нефтесборных коллекторов от ЗУ до ГУ и от ГУ до осевого коллектора;

реконструкция топливного газопровода.

Реконструкция выкидных линий

Выкидные линии предназначены для транспорта нефтегазоводяной смеси от добывающей скважины до объектов системы сбора.

Рабочим проектом предусмотрена замена выкидных трубопроводов от скважин до существующих замерных установок (ЗУ).

Выкидные линии выполнены из стальных бесшовных труб диаметром 114х8 мм по ГОСТ 8732-78.

Рабочее давление в выкидных трубопроводах до Рраб = 8,0 кг/см^2.

Выкидные трубопроводы нефтяных скважин относятся к III категории, 1 группе, III классу.

Способ укладки – подземный.

Глубина заложения трубопроводов принята – 1,2 м до верха трубы.

Выкидная линия каждой скважины оборудуется электроконтактным манометром (ЭКМ) для контроля низкого и высокого давления в линии. ЭКМ осуществляет автоматическое синхронное отключение электродвигателя станка-качалки при нарушении технологических параметров.

По трассе выкидных линий предусмотрены стояки для продавки и пропарки Ду80 мм через каждые 100-150 м. Первый стояк принят на расстоянии от устья скважины 15-25 м для измерения аппарата ТДЕ.

Для выкидных линий добывающих скважин протяженностью более 300 м, рабочим проектом предусмотрен узел подогрева. Узел подогрева предназначен для подключения

печи подогрева и состоит из 2-х патрубков с задвижками Ду100 мм, Ру-4,0 МПа и байпасной линии с задвижкой Ду100 мм, Ру-4,0 МПа.

Подогрев осуществляется передвижным подогревающей установкой или путевым подогревателем по необходимости, который будет отражен в другом проекте.

Подключение выкидных линий предусмотрено к существующим патрубкам ЗУ.

Участки трубопроводов, проложенных на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб диаметром 325х10 мм по ГОСТ 10704-91.

Протяженности заменяемых выкидных линий – 47425,0 м.

Реконструкция нефтесборных (сточных) коллекторов

Нефтесборные (сточные) коллекторы предназначены для транспорта нефтегазоводяной смеси от замерных установок (ЗУ) до групповых установок (ГУ) и от ГУ до осевого коллектора.

Рабочим проектом предусмотрена замена нефтесборных (сточных) коллекторов:

от замерных установок до групповых установок;

от ГУ до осевого коллектора.

Нефтесборные коллекторы от ЗУ до ГУ и от ГУ до осевого коллектора выполнены из стальных бесшовных труб диаметрами 219х10 мм, 273х10 мм, 325х10 мм по ГОСТ 8732-78.

Рабочие давления трубопроводов:

от ЗУ до ГУ Рраб= 12 кгс/см^2;

от ГУ до коллектора Рраб= 20 кгс/см^2.

Согласно ВСН 2.38-85 нефтесборные коллекторы относятся к IV категории, 1 группе.

Способ прокладки подземный на глубине 1,2 м до верха трубы.

По трассе коллекторов предусмотрены стояки для продавки и пропарки Ду80 мм и Ду100 мм.

Подключение коллекторов от ЗУ предусмотрены к существующим манифольдам ГУ.

Подключение коллекторов в районах ГУ, нефтесборных пунктов предусмотрены к существующим узлам подключений с установкой запорной арматуры соответствующего диаметра.

Участки трубопроводов, проложенных на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб по ГОСТ 10704-91.

Протяженности заменяемых коллекторов НГДУ-1 – 12752,0 м.

Реконструкция топливных газопроводов

Топливные газопроводы предназначены для снабжения газом путевых подогревателей нефти.

Реконструкции подлежат топливные газопроводы на путевые подогреватели следующих скважин от №6933 до ПС-4 и газопровод от ЗУ-1ж до ПС-4. Скважина находятся на территории НГДУ-3.

Газопроводы запроектированы из стальных бесшовных труб диаметром 57х6 мм, и 32х3 мм по ГОСТ 8732-78.

Общая протяженность газопроводов:

диаметром 57х6 мм – 1240,0 м;

диаметром 32х3 мм – 7,0 м.

Газопроводы выполнены в подземном варианте, глубина заложения 1,0 м до верха трубы.

Рабочее давление топливных газопроводов Рраб-0,15 МПа.

Согласно ВСН 51-3-85 проектируемые газопроводы от точки врезки до печей подогрева нефти классифицируется как трубопроводы IV категории.

Непосредственно на узлах врезки в начале газопроводов и точках подключений в конце газопроводов предусмотрена установка отключающей запорной арматуры.

Согласно ВСН 012-88 объем контроля сварных стыков труб физическими методами составляет 10% от общего количества стыков, из них радиографическим методом 5%, остальное ультразвуковой или магнитографический метод.

По окончании монтажа газопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность:

давление испытания на прочность Рисп = 1,1 Рраб в течении 12 ч.

давление испытания на герметичность Рисп = Рраб.

Антикоррозионная изоляция надземных участков газопроводов краской (желтого цвета) марки ПФ-115 (ГОСТ 6465-76) в 2 слоя по грунтовке марки ГФ-021 (ГОСТ 25129-82) в 2 слоя.

Защита от коррозии подземного газопровода предусмотрена согласно требований ГОСТ 9.602-89. Тип защитных изоляционных покрытий «Весьма усиленная».

Конструкция покрытия:

грунтовка полимерная типа НК-50 - 1 слоя;

полимерная липкая лента на основе поливинилхлорида типа ПВХ-Л - 3 слоя;

защитная обертка типа ПЭКОМ - 1 слой.

Заводнение пластов

Проектными решениями по данному рабочему проекту предусмотрена, в соответствии с заданием на проектирование, реконструкция следующих основных сооружений:

реконструкция высоконапорных водоводов от блоков гребенок (БГ) и водораспределительных пунктов (ВРП) до нагнетательных скважин;

реконструкция высоконапорных разводящих водоводов от коллектора до БГ и ВРП.

Реконструкция высоконапорных водопроводов от блоков гребенок (БГ) и водораспределительных пунктов (ВРП) до нагнетательных скважин

Нагнетательные линии (высоконапорные водоводы) предназначены для транспорта нагнетаемой воды от блоков гребенки (БГ) и водораспределительных пунктов (ВРП) до действующих нагнетательных скважин.

Рабочим проектом предусмотрена замена существующих нагнетательных трубопроводов от ВРП и БГ к скважинам с условным диаметром 100 мм.

Нагнетательные трубопроводы выполнены из стальных бесшовных труб диаметром 114х10 по ГОСТ 8732-78.

Рабочее давление в трубопроводах Ру=150 кгс/см^2.

Согласно ВСН 2.38-85 высоконапорные трубопроводы нагнетательных скважин относятся к II категории, 1 группе.

Способ укладки – подземный.

Глубина заложения - 1,2 м до верха трубы.

Подключение нагнетательных линий предусмотрены к существующим патрубкам БГ и ВРП. Подключение нагнетательного трубопровода на устье скважины предусмотрено к существующий задвижке нагнетательной арматуры.

Участки трубопроводов, проложенных на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб диаметром 325х10 мм по ГОСТ 10704-91.

Протяженности заменяемых нагнетательных трубопроводов к скважинам – 12500,0 м.

Реконструкция разводящих высоконапорных коллекторов от осевых коллекторов до БГ и ВРП

Коллекторы высокого давления (разводящие коллекторы) предназначены для транспорта нагнетаемой воды от существующих осевых коллекторов до блоков гребенки (БГ) и водораспределительных пунктов (ВРП).

Рабочим проектом предусмотрена замена существующих высоконапорных разводящих коллекторов от осевых коллекторов до ВРП и БГ.

Высоконапорные (разводящие) коллекторы выполнены из стальных бесшовных труб диаметрами 219х14 мм, 273х14 мм по ГОСТ 8732-78.

Рабочее давление в трубопроводах Ру = 150 кгс/см^2.

Согласно ВСН 2.38-85 высоконапорные трубопроводы относятся к II категории, 1 группе.

Способ укладки – подземный.

Глубина заложения - 1,2 м до верха трубы.

Подключение коллекторов предусмотрено к существующим патрубкам БГ и ВРП. На узле подключения разводящих коллекторов к осевым коллекторам предусмотрены задвижки Ду200 мм и Ду-250 мм, давлением Ру-16,0 МПа.

Участки трубопроводов, проложенных на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб диаметрами 426х8 мм и 530х8 мм по ГОСТ 10704-91.

Протяженности заменяемых разводящих высоконапорных водоводов – 5868,0 м.

Испытание трубопроводов на прочность и герметичность производится гидравлическим способом. В зависимости от категорий участков трубопроводов и их назначения, этапы, величины давлений и продолжительность испытаний трубопроводов на прочность и проверки их на герметичность следует принять в соответствии с ВСН 005-88.

Антикоррозионная изоляция подземных трубопроводов в соответствии с ГОСТ 25812-83 «усиленная», типа на основе липких полимерных лент согласно ГОСТ 9.602-2005.

Для надземных участков трубопроводов в качестве антикоррозионного покрытия предусмотрена эмаль ПФ-115 (ГОСТ 6465-76*), в два слоя по грунту ГФ-021.

Основные технические показатели:

общая протяженность выкидных трубопроводов - 47425,0 м;
общая протяженность нефтесборных коллекторов - 12752,0 м;
общая протяженность топливных газопроводов - 1247,0 м;
общая протяженность нагнетательных линий - 12500,0 м;
общая протяженность высоконапорных коллекторов - 5868,0 м.

6.2.2 Архитектурно-строительные решения

При пересечении проектируемых трубопроводов с автомобильными дорогами предусмотрены защитные мероприятия в виде покрытия из дорожных плит по ГОСТ 21924.0-84. Прокладка трубопроводов под автомобильными дорогами выполнена в защитных стальных футлярах.

Мероприятия по защите строительных конструкций, сетей и сооружений от коррозии, специальные мероприятия

Бетон подземных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе, в виду сульфатной агрессии грунтов.

Под плитами предусмотрена подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения толщиной 150 мм.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Основными, принятыми в рабочем проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрывопожароопасных веществ и обеспечения безопасных условий труда, являются:

выбор оборудования и трубопроводов из условия максимально возможных параметров технологического процесса;

компенсация продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры и внутреннего давления;

обеспечение прочности и герметичности технологических трубопроводов (контроль сварных стыков и гидравлическое испытание);

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 27 марта 2017 года №KZ87VQR00005965.

6.4 Охрана окружающей среды

На этапе строительства образуются отходы в количестве 18,405 т/год.

По окончании строительства проводится рекультивация отведенных земель.

Рабочий проект рассмотрен и согласован:

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» - заключение государственной экологической экспертизы от 13 марта 2017 года №R01-0035/17.

6.5 Организация строительства

Нормативная продолжительность строительства определена согласно СН РК 1.03-01-2016 и СП РК 1.03-101-2013 и составляет 5,7 месяцев.

Согласно письму АО «Озенмунайгаз» от 02 февраля 2017 года №321 начало строительства объекта запланировано во втором квартале 2017 года.

6.6 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с 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 и принятых проектных решений.

Постэкспертная сметная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком и является основанием для определения лимита средств, при реализации проектов за счет государственных инвестиций в строительство в соответствии с пунктом 17 Государственного норматива по определению сметной стоимости в Республике Казахстан.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 5.5.4) по выпуску сметной документации в текущих ценах 2 квартала 2017 года.

Перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующих сборниках цен, утвержденный директором ДКС АО «Озенмунайгаз» согласно пункту 24 Государственного норматива по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы ЭСН РК 8.04-02-2015;

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

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

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

сборник сметных цен на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2016. 2017;

сборник сметных цен в текущем уровне на инженерное оборудование объектов строительства ССЦ РК 8.04-09-2016. 2017.

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).

Сметная стоимость строительства определена в текущих и прогнозных ценах 2016-2017 годов с учетом норм задела объема инвестиций и прогнозного уровня инфляции по годам строительства, согласно прогноза социально-экономического развития Республики Казахстан на 2017-2021 годы одобренного на заседании Правительства Республики Казахстан (протокол №37 от 27 августа 2014 года).

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

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка принятых проектных решений

Рабочий проект разработан в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, иными исходными данными, техническими условиями 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. 7.2 соответствуют государственным нормативным требованиям по экологической, санитарной и промышленной безопасности и обеспечивают надежное функционирование объекта.

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

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям филиала РГП «Госэкспертиза» по Западному региону в рабочий проект «Реконструкция нефтепроводов и водоводов НГДУ-3 (нефтегазодобывающие управление) Блок-3 (72,637 км)» внесены следующие изменения и дополнения:

Технологические решения:

1) представлено письмо АО «Озенмунайгаз» от 06 апреля 2017 года №1033 о проведение демонтажных работ отдельным проектом и собственными силами;

2) разработаны чертежи типовых пересечений проктируемых трубопроводов с существующими коммуникациями и автодорогами.

Конструктивные решения:

3) дополнены решения по устройству плит покрытия на пересечениях проектируемых трубопроводов с существующими автомобильными проездами.

Сметная документация:

4) выполнено оформление и состав сметной документации согласно указаниям «Государственный норматив по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан».

Таблица №1

Основные технико-экономические показатели по рабочему проекту

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		+увеличение, -снижение
			Заявленные	Рекомендуемые к утверждению	
1	Общая протяженность выкидных трубопроводов	м	47425,0	47425,0	
2	Общая протяженность нефтесборных коллекторов	м	12752,0	12752,0	
3	Общая протяженность топливных газопроводов	м	1247,0	1247,0	
4	Общая протяженность нагнетательных линий	м	12500,0	12500,0	
2	Общая протяженность высоконапорных коллекторов	м	5868,0	5868,0	

5	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2016-2017 годов, в том числе: СМР, оборудование, прочие	млн. тенге	1377,484 1140,174 4,593 232,717	1364,547 1160,735 4,057 199,755	- 12,937 + 20,561 - 0,536 - 32,962
6	Из них: на 2016 год (ПИР) на 2017 год			13,631 1350,916	
7	Продолжительность строительства	мес.	5,7	5,7	

Примечание: уменьшение сметной стоимости строительства в текущих ценах составило 12,937 млн. тенге и произошло в результате корректировки проектных решений по замечаниям экспертизы.

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **«Реконструкция нефтепроводов и водоводов НГДУ-3 (нефтегазодобывающие управление) Блок-3 (72,637 км)»** 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 выкидных трубопроводов - 47425,0 м;
общая протяженность нефтесборных коллекторов - 12752,0 м;
общая протяженность топливных газопроводов - 1247,0 м;
общая протяженность нагнетательных линий - 12500,0 м;
общая протяженность высоконапорных коллекторов - 5868,0 м.
общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2016-2017 годов - 1364,547 млн. тенге,
в том числе: СМР - 1160,735 млн. теңге;
оборудование - 4,057 млн. тенге;
прочие - 199,755 млн. тенге;
продолжительность строительства - 5,7 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 14 февраля 2017 года №01-0255.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. **«3-МГӨБ (мұнай-газ өндіру басқармасы) 3-блок мұнай құбырлары мен су құбырларын қайта құралымдау» (72,637 км)»** 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:

лақтырма құбыр желілерінің жалпы ұзындығы - 47425,0 метр;
мұнай жинау коллекторларының жалпы ұзындығы - 12752,0 метр;
отын газ құбырларының жалпы ұзындығы - 1247,0 метр;
айдау желілерінің жалпы ұзындығы - 12500,0 метр;
жоғары қысымды коллекторлардың жалпы ұзындығы - 5868,0 метр;
2016-2017 жылдардағы ағымдағы бағадағы
құрылыстың жалпы сметалық құны - 1364,547 млн. теңге,
оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары - 1160,735 млн. теңге,
жабдық - 4,057 млн. теңге,
өзгеде - 199,755 млн. теңге;
құрылыс ұзақтығы - 5,7 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 2017 жылғы 14 ақпандағы №01-0255 шарттың талаптарына сәйкес «Өзенмұнайгаз» АҚ кепілдік етеді.

Хамиев Т.С.

Заместитель директора

Куварзина Э.Б.

Начальник производственного отдела

Тауканова У.М.

Эксперт

Шапабаева Л.П.

Эксперт

Мусагалиев Ж.Б.

Эксперт

Ергалиева К.Ж.

Главный специалист