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

«№1, 2, 3, 4-МГӨБ (мұнай газ өндіру басқармасы) және МДжӨҚКБ (мұнай дайындау және өндірістік қызмет көрсету басқармасы) (L=31,465 км) мұнай өндіру объектілерінің мұнай және су құбырларын қайта құралымдау» жұмыс жобасына қосымша»
жұмыс жобасы бойынша

12.04.2017 ж. № 15-0088/17
(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Өзенмұнайгаз» АҚ

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Проектно Строительный Центр» ЖШС

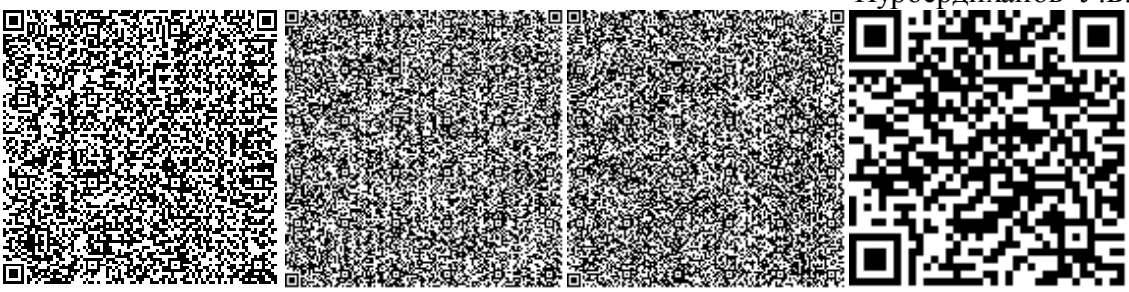
Ақтау қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«№1, 2, 3, 4-МГӨБ (мұнай газ өндіру басқармасы) және МДжӨҚКБ (мұнай дайындау және өндірістік қызмет көрсету басқармасы) (L=31,465 км) мұнай өндіру объектілерінің мұнай және су құбырларын қайта құралымдау» жұмыс жобасына қосымша» 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

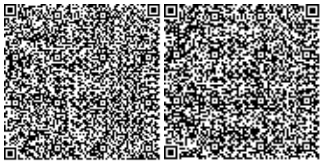
№ 15-0088/17 от 12.04.2017 г.
(положительное)

по рабочему проекту
«Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1, 2, 3, 4 (Нефтегазодобывающее управление) и УПНиПО (Управление подготовки нефти и обслуживание производства) (L=31,465 км)»

ЗАКАЗЧИК:
АО «Озенмунайгаз»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Проектно Строительный Центр»

г. Актау



ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное заключение на рабочий проект **«Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1, 2, 3, 4 (Нефтегазодобывающее управление) и УПНиПО (Управление подготовки нефти и обслуживание производства) (L=31,465 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 **«Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1, 2, 3, 4 (Нефтегазодобывающее управление) и УПНиПО (Управление подготовки нефти и обслуживание производства) (L=31,465 км)».**

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 30 января 2017 года №01-0153 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 Мангистауской области».

ГИП – Нуржанов М. (приказ от 25 октября 2016 года №16).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: негосударственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на проектирование, утвержденное заместителем генерального директора по капитальному строительству АО «Озенмунайгаз» от 05 октября 2016 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» от 15 июля 2014 года №0188900;

архитектурно-планировочное задание, утвержденное главным архитектором Каракиянского района от 02 ноября 2016 года №120;

письмо АО «Озенмунайгаз» от 18 января 2017 года №175 о начале 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 27 февраля 2017 года №R01-0025/17.

Экспертное заключение по результатам проведения экспертизы промышленной безопасности рабочего проекта «Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1, 2, 3, 4 (Нефтегазодобывающее управление) и УПНиПО (Управление подготовки нефти и обслуживание производства) (L=31,465 км)», утвержденное генеральным директором ТОО «Проектно Строительный Центр» от 30 ноября 2016 года №36 (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, срок действия аттестата составляет пять лет).

Акт обследования промысловых трубопроводов, выданный АО «Озенмунайгаз» от 10 октября 2016 года, (аттестат эксперта Бижикенов 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).

Перечень основного оборудования и материалов, отсутствующих в нормативной базе и принятых по прайс-листам, и их стоимости, утвержденный директором ДКС АО «Озенмунайгаз» от 05 января 2017 года.

АО «Озенмунайгаз» - письмо о согласовании рабочего проекта от 18 января 2017 года №175.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Том I. 2184-204-ПЗ - пояснительная записка.

Том II. Рабочие чертежи:

Реконструкция топливных газопроводов НГДУ-2

2184-204/01-ГС – газоснабжение;

2184-204/01-АС - архитектурно-строительные решения;

Реконструкция выкидных линий добывающих скважин по НГДУ-2

2184-204/02-СНГ – нефтесборные сети.

Нефтесборные коллекторы НГДУ-2

2184-204/03-СНГ – нефтесборные сети.

Нефтесборные коллекторы НГДУ-3

2184-204/04-СНГ – нефтесборные сети.

Нефтесборные коллекторы НГДУ-3

2184-204/04-СНГ – нефтесборные сети.

Нефтесборные коллекторы НГДУ-1

2184-204/05-СНГ – нефтесборные сети.

Реконструкция технологических трубопроводов УПСВ-2

2184-204/06-ТХ – технологические решения.

СМ – сметная документация.

ООС – охрана окружающей среды.

Паспорт рабочего проекта.

Отчет об инженерно-геологических изысканиях и топосъемка в масштабе 1:1000 составлены ТОО «Проектно Строительный Центр» в 2016 году, (Государственная лицензия от 16 февраля 2007 года МҚЛ №0000192, приложение к государственной лицензии от 18 мая 2012 года).

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Для реконструкции и замены изношенных технологических трубопроводов.

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 и УПНиПО АО «Озенмунайгаз».

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон (согласно СНиП РК 2.04-01-2010)	- IV Г;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки (СНиП РК 2.04-01-2010)	- минус 19^0С;
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 об инженерно-геологических изысканиях составлен ТОО «Проектно-Строительный Центр» в 2016 году.

В разрезе участка выделено пять инженерно-геологических элемента (далее - ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – суглинок пылеватый. Мощность слоя от 0,6 до 2,5 м, залегает ниже уровня существующей земли до глубины 0,6 м и на глубине от 1,0 до 3,5 м. Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,73 г/см^3; удельное сцепление 17 кПа; угол внутреннего трения 22°; модуль деформации 3,1 МПа (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-2 – известняк-ракушечник. Мощность слоя от 0,4 до 2,9 м, залегает ниже уровня существующей земли до глубины 0,4 м и на глубине от 0,6 до 3,5 м. Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,89 г/см^3; предел прочности одноосному сжатию 4,3 МПа (в естественном состоянии); предел прочности одноосному сжатию 3,0 МПа (в водонасыщенном состоянии); расчетные значения предела прочности 2,5 МПа (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-3 – супесь пылеватая. Мощность слоя от 2,9 до 3,5 м, залегает ниже уровня существующей земли до глубины 3,5 м и на глубине от 0,6 до 3,5 м. Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,65 г/см^3; удельное сцепление 12 кПа; угол внутреннего трения 26°; модуль деформации 6,6 МПа (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-4 – песок мелкий. Мощность слоя до 1,0 м, залегает ниже уровня существующей земли до глубины 1,0 м. Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,87 г/см^3; удельное сцепление 14 кПа; угол внутреннего трения 23°; модуль деформации 13,3 МПа (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-5 – глина легкая, пылеватая. Мощность слоя 1,5 м, залегает ниже уровня существующей земли до глубины 1,5 м. Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,81 г/см^3; удельное сцепление 23 кПа; угол внутреннего трения 25°; модуль деформации 2,9 МПа (в водонасыщенном состоянии).

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

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

6.2 Проектные решения

6.2.1 Технологические решения

В технологической части данного рабочего проекта предусматривается, 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 технологических коммуникаций УПСВ - 2.

Реконструкция выкидных линий

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

Рабочим проектом предусматривается 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 $P_{раб}$=0,8 МПа.

Общая протяженность заменяемых выкидных линий по НГДУ-2 – 9888 м.

Способ укладки – подземный. Глубина заложения подземных трубопроводов проектом принята – 1,2 м до верха трубы.

Проектируемая выкидная линия прокладывается параллельно к действующей на расстоянии не менее 5,0 м по осевой. После подключения проектируемой выкидной линии, действующая подлежит отключению и последующему демонтажу.

По трассе выкидных линий предусмотрены стояки для продавки и пропарки диаметром 80 мм через каждые 100-150 м. Первый стояк принят на расстоянии от устья скважины на расстоянии 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 2-х патрубков с задвижками диаметром 100 мм, давлением 4,0 МПа и перепускной (байпасной) линии с задвижкой диаметром 100 мм, давлением 4,0 МПа Подогрев осуществляется передвижным подогревающей установкой или путевым подогревателем по необходимости, который в данном рабочем проекте не устанавливается.

Подключение коллекторов от ЗУ предусматриваются к существующим манифольдам ГУ.

Подключение коллекторов от ГУ предусматриваются к существующим узлам подключений осевого коллектора.

Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб диаметром 273х7,0 мм по ГОСТ 10704-91.

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.

В данном рабочем проекте предусматривается замена изношенных нефтесборных коллекторов на новые коллекторы:

от замерных установок до групповых установок;

от замерных установок до новых замерных установок;

от ГУ до осевого коллектора.

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

Диаметры, протяженности и способ прокладки нефтесборных коллекторов указаны в таблице №2, 3, 4.

Протяженность заменяемых коллекторов НГДУ-1 – 550,0 м.

Общая протяженность заменяемых коллекторов НГДУ-2 – 5205,0 м.

Общая протяженность заменяемых коллекторов НГДУ-3 – 3290,0 м.

Рабочие давление нефтесборных коллекторов $P_{раб}$=1,2 МПа.

На основании требования ВСН 51-3-85 в зависимости от диаметра трубопровода, характера и параметров транспортируемой среды, нефтесборные коллекторы классифицируются как трубопроводы IV категории, 1 группы, III класса.

Способ прокладки подземный на глубине 1,2 м.

Проектируемые нефтесборные коллекторы прокладываются параллельно действующих коллекторов на расстоянии 8,0 м по осям. После подключения

проектируемого коллектора, действующий коллектор подлежит отключению и последующему демонтажу.

По трассе коллекторов предусмотрены стояки для продавки и пропарки диаметром 80 мм.

Подключение коллекторов в начале и конце трассы предусматриваются к существующим узлам подключений с установкой запорной арматуры соответствующего диаметра.

Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб диаметром 426х10 мм по ГОСТ 10704-91.

По трассе выкидных линий и нефтесборных коллекторов предусмотрены установки опознавательных знаков. на расстоянии не более 1км друг от друга, на углах поворота выкидных линий в горизонтальной плоскости при угле поворота более 10º.

На основании ВСН 005-88 контроль сварных стыков выкидных линий - III категории, неразрушающими методами, в процентах к общему числу стыков, сваренных каждым сварщиком – всего 5%, из них радиографический контроль-2%, остальные 3% - ультразвуковой и магнитографический контроль.

Промысловые трубопроводы III, IV категории испытать в один этап одновременно со всем трубопроводом. Способ испытания гидравлический - водой. Давление испытания на прочность $Р_{исп}=1,1*Р_{раб}$ в течении 24 ч. Давление испытания на герметичность $Р_{исп}=Р_{раб}$ в течении не менее 12 ч.

Антикоррозионное покрытие:

надземных участков трубопроводов - Эмаль ПФ-115, ГОСТ 6465-76*, в два слоя по грунту ГФ-021;

подземных участков трубопроводов «усиленного типа» на основе липких полимерных лент согласно ГОСТ 9.602-2005.

Приемку и подготовку поверхности под антикоррозийную защиту и контроль качества покрытия промысловых трубопроводов производить согласно требованиям ВСН 008-88.

Рабочим проектом предусматривается тепловая изоляция надземных участков трубопроводов:

тепловая изоляция трубопроводов - маты минераловатные прошивные без обкладок марки 75, толщиной 60 мм по ГОСТ 21880-94;

тепловая изоляция и фланцевых соединений - маты минераловатные прошивные 2М-100, толщиной 60 мм, в обкладке из металлической сетки №12,5-0,5 по ГОСТ 21880-94.

Покровный слой тепловой изоляции - сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 19918-80 - 0,5 мм; фланцевых соединений - 0,4-0,6 мм.

Реконструкция технологических коммуникации УПСВ-2

Рабочим проектом планируется замена существующих изношенных технологических трубопроводов Установки предварительного сброса воды №2 (УПСВ-2).

Технологические трубопроводы прокладываются из горячедеформированных бесшовных труб диаметром 325х12 мм по ГОСТ 8732-78, общей протяженностью 480,0 м.

Для улучшения транспортных характеристик продукции надземные участки трубопроводов нефти, воды и дренажа теплоизолируются согласно МСН 4.02-03-2004.

Надземные трубопроводы прокладываются на опорах на высоте 0,3-0,6 м до низа трубы, а также по существующим эстакадам на высоте до 2.0 м.

Подземные трубопроводы прокладываются на глубине 0,8-1,2 м до верха трубы.

Тепловая изоляция надземных трубопроводов –минеральная вата толщиной 60 мм. Покровный слой – оцинкованные листы.

Антикоррозионная защита надземных трубопроводов предусмотрена лакокрасочное в два слоя по грунтовке ГФ-021.

Антикоррозионная изоляция подземных трубопроводов – «усиленная» полимерными липкими лентами по ГОСТ 9.602-2005.

Основные технические показатели:

общая протяженность выкидных линий диаметром 114х8 мм – 9888,0 м;

общая протяженность нефтесборных коллекторов диаметром 219х10 мм – 9045 м;

общая протяженность технологических трубопроводов диаметром 325х12 мм – 480 м.

6.2.2 Архитектурно-строительные решения

В рабочем проекте предусмотрено строительство опор надземных участков газопроводов и ограждений узлов врезки топливных газопроводов в действующие газопроводы.

Узлы подключения

Узлы размещения трубопроводной арматуры выполнены в ограждении. Ограждение площадок принято прямоугольной конфигурации с размерами в плане 2,5х2,0 м с устройством калитки. Высота ограждения выполнена 2,06 м.

Опоры под газопровод

Газопровод выполнен в надземном исполнении на низких опорах.

Под газопроводы предусмотрены металлические опоры с монолитными бетонными фундаментами.

6.2.3 Конструктивные решения

Степень огнестойкости – II.

Основанием фундаментов служит ИГЭ-1.

Узлы подключения

Панели ограждения выполнены из металлических сетчатых панелей по металлическим стойкам.

Панели ограждения приняты сетчатые по серии 3.017-1.

Стойки предусмотрены из стальных бесшовных труб диаметром 89х5 мм (ГОСТ 10704-91), замоноличенные в грунт бетоном класса В12,5 на сульфатостойком портландцементе.

Опоры под газопроводы

Конструкция стоек опор предусмотрена высотой 0,27 м, 0,3 м, 0,42 м от уровня земли из стальных труб диаметром 57х4 мм (ГОСТ 10704-91) и полосовой сталью по ГОСТ 19903-74. Фундаменты под опоры приняты из бетона класса В12,5 на сульфатостойком портландцементе.

Мероприятия по защите строительных конструкций, сетей и сооружений от коррозии:

бетон подземных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе, ввиду сульфатной агрессии грунтов;

все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине;

под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения, толщиной 50 мм;

металлические конструкции окрашиваются атмосферостойкой эмалевой краской ПФ-115 (ГОСТ 6465-76*) по грунтовке из лака ГФ-021 по ГОСТ 25129-82*.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Газоснабжение

Проектными решениями предусматривается, в соответствии с заданием на проектирование, реконструкция топливных газопроводов, предназначенных для снабжения газом путевых подогревателей нефти.

Топливные газопроводы предназначены для снабжения газом путевых подогревателей нефти.

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

После монтажа проектируемых топливных газопроводов, существующие газопроводы демонтируются. Газопроводы выполнены в подземном варианте, глубина заложения не менее 0,9 м до верха трубы.

Рабочее давление топливных газопроводов $P_{раб}$-0,15 Мпа.

На основании ВСН 51-3-85 проектируемые топливные газопроводы от точки врезки в действующие газопроводы до узлов подключения классифицируется как трубопроводы V – класса, I – группы, IV категории.

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

Для опорожнения каждого газопровода, при ремонтных работах, рабочим проектом предусматривается установка продувочной свечи диаметром 50 мм, привязанной к узлу подключения в начале газопровода.

В местах пересечений с трубопроводами и техпроездами глубина заложения газопровода варьируется до 1,4-2,0 м.

Для опорожнения газопровода при ремонтных работах, в районе точки врезки в действующие газопроводы, предусматривается установка продувочной свечи диаметром 50 мм, Н-3,0 м.

В местах перехода через внутрипромысловые техпроезды, проектируемые топливные газопроводы проложены в защитном футляре диаметром 219х7 мм ГОСТ 10704-91.

Для контроля загазованности в полости кожуха, предусматривается установка вытяжной свечи диаметром 50 мм, Н – 5,0 м.

Согласно ВСН 005-88 объем контроля сварных стыков топливных газопроводов физическими методами составляет 10% от общего количества стыков, из них радиографическим методом 5%, остальное ультразвуковой или магнитографический метод.

По окончании монтажа газопроводы подлежат пневматическому испытанию на прочность и герметичность воздухом.

Согласно ВСН 005-88:

давление испытания на прочность $P_{исп}=1,1P_{раб}$ в течении 12 ч.

Давление испытания на герметичность $P_{исп}=P_{раб}$ в течении не менее 12 ч.

После удовлетворительных результатов испытаний, воздух вытесняют через продувочные свечи, рабочей средой (газом) до полного заполнения.

Антикоррозионная изоляция:

надземных участков газопроводов и арматуры 2 слоя эмалевой краски ПФ-115 по 2 слоям грунтовки ГФ-021;

подземных газопроводов «весьма усиленная» по ГОСТ 9.605-2005.

Основные технические показатели:

общая протяженность газопроводов диаметром 57х6 мм – 11 006,0 м;

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);

все металлические конструкции окрашиваются эмалью ПФ-115 (ГОСТ 6465-76) в два слоя по грунтовке ГФ-021 (ГОСТ 25129-82) в два слоя.

6.4 Охрана окружающей среды

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

По окончании строительства проводится техническая 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 27 февраля 2017 года №R01-0025/17.

6.5 Организация строительства

Расчет продолжительности строительства и расчет задела по годам выполнены согласно СП РК 1.03-101-2013 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений», *часть 1*– Промышленное строительство

Продолжительность строительства составляет 4 месяца.

Начало работ предусмотрено 2 квартал 2017 года (письмо АО «Озенмунайгаз от 18 января 2017 года №175).

Строительство объектов 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.

6.6 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 5.5.3.1) по выпуску сметной документации в текущих ценах 1 квартала 2017 г.

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 год.

Сборник сметных цен в текущем уровне 2016 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов СЦЭМ РК 8.04-11-2016,2017 год

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

Сборник сметных цен в текущем уровне 2016 года на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2016,2017 год

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

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 ценах 2016-2017 гг с учетом норм задела объема инвестиций и прогнозного уровня инфляции по годам строительства, согласно приложения №1 (изменения) к прогнозу социально-экономического развития Республики Казахстан на <2017-2021 годы одобренного на заседании Правительства Республики Казахстан (протокол № 7 от 13 февраля 2017 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, II (нормальный) 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 и пожарной безопасности, обеспечивают надежное функционирование объекта.

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

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям филиала РГП «Госэкспертиза» по Западному региону в рабочий проект «Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1, 2, 3, 4 (Нефтегазодобывающее управление) и УПНиПО (Управление подготовки нефти и обслуживание производства) (L=31,465 км)» внесены следующие изменения и дополнения:

Технологические решения:

1) разработаны типовые пересечения проктируемых трубопроводов с существующими коммуникациями и автодорогами.

Газоснабжение:

2) разработаны типовые пересечения проктируемых газопроводов с существующими коммуникациями и автодорогами.

Сметная документация:

3) 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-нк;

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

5) объемы приведены в соответствие с откорректированным рабочим проектом.

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 линий	м	9888,0	9888,0	
2	Общая протяженность нефтесборных коллекторов	м	9045,0	9045,0	

3	Общая протяженность технологических трубопроводов	м	480,0	480,0	
4	Общая протяженность газопроводов	м	11006,0	11006,0	
5	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2016-2017 годов, в том числе: СМР, оборудование, прочие	млн. тенге	427,017 354,672 - 72,345	419,191 346,196 3,566 69,429	-7,826 -8,476 +3,566 -2,916
6	Из них: на 2016 год (ПИР); на 2017 год	млн. тенге		12,190 407,001	
7	Продолжительность строительства	мес.	4	4	

Примечание: снижение сметной стоимости строительства в текущих ценах составило 7,826 млн. тенге и произошло в результате корректировки проектных решений по замечаниям экспертизы.

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **«Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1, 2, 3, 4 (Нефтегазодобывающее управление) и УПНиПО (Управление подготовки нефти и обслуживание производства) (L=31,465 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 линий - 9888,0 м;
общая протяженность нефтесборных коллекторов - 9045,0 м;
общая протяженность технологических трубопроводов - 480,0 м;
общая протяженность газопроводов - 11006,0 м;
общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2016-2017 годов - 419,191 млн. тенге,
в том числе: СМР - 346,196 млн. теңге;
оборудование - 3,566 млн. тенге;
прочие - 69,429 млн. тенге;
продолжительность строительства - 4 месяца.

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 30 января 2017 года №01-0153.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. ««№1, 2, 3, 4-МГӨБ (мұнай газ өндіру басқармасы) және МДжӨҚКБ (мұнай дайындау және өндірістік қызмет көрсету басқармасы) (L=31,465 км) мұнай өндіру объектілерінің мұнай және су құбырларын қайта құралымдау» жұмыс жобасына қосымша» 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:

айдау желілерінің жалпы ұзындығы	- 9888,0 м;
мұнай жинау коллекторларының жалпы ұзындығы	- 9045,0 м;
технологиялық құбырлардың жалпы ұзындығы	- 480,0 м;
газ құбырларының жалпы ұзындығы	- 11006,0 м;
2016-2017 жылдардағы ағымдағы бағалардағы құрылыстың жалпы сметалық құны	- 419,191 млн. теңге,
оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары	- 346,196 млн. теңге,
жабдық	- 3,566 млн. теңге,
өзгеде	- 69,429 млн. теңге;
құрылыс ұзақтығы	- 4 ай.

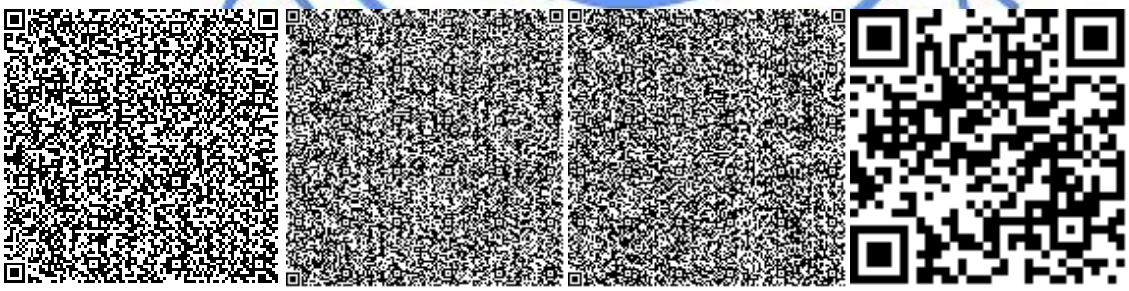
2. Жұмыс жобасы бекітуге ұсынылғанда және жұмыс жасауға берілгенде осы сараптама қорытындысымен сәйкестігі тексерілуі керек.

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 30 қаңтардағы №15-0153 шарттың талаптарына сәйкес «Өзенмұнайгаз» АҚ кепілдік етеді.

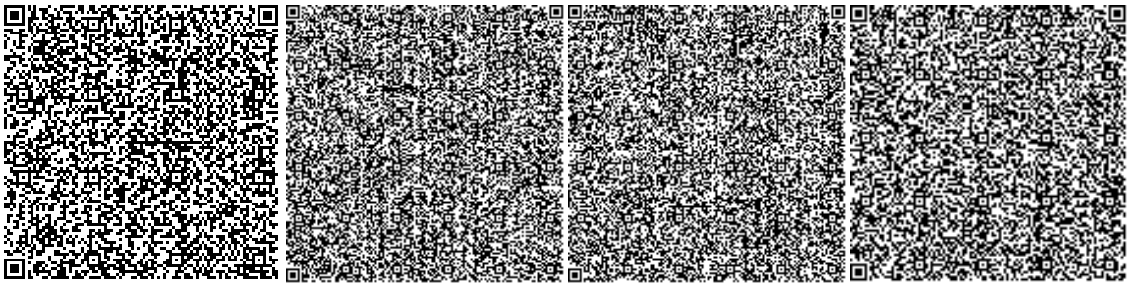
Хамиев Т.С.

Заместитель директора



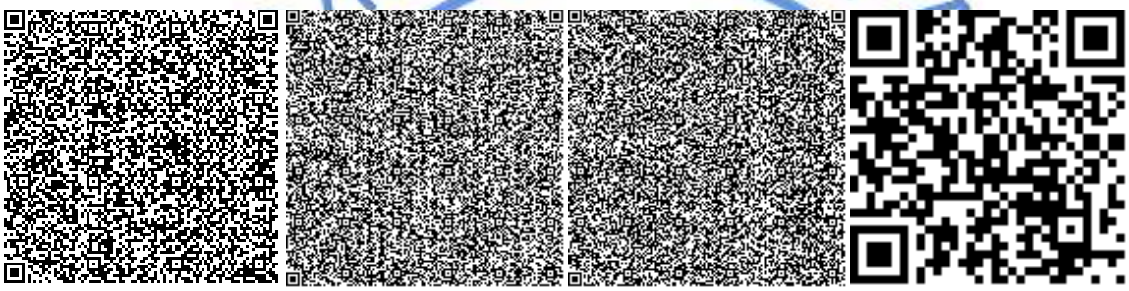
Куварзина Э.Б.

Начальник производственного отдела



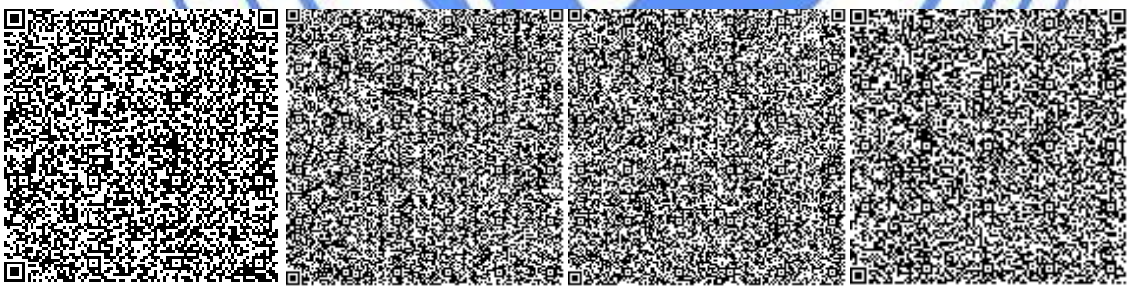
Камыспаева А.Т.

Эксперт



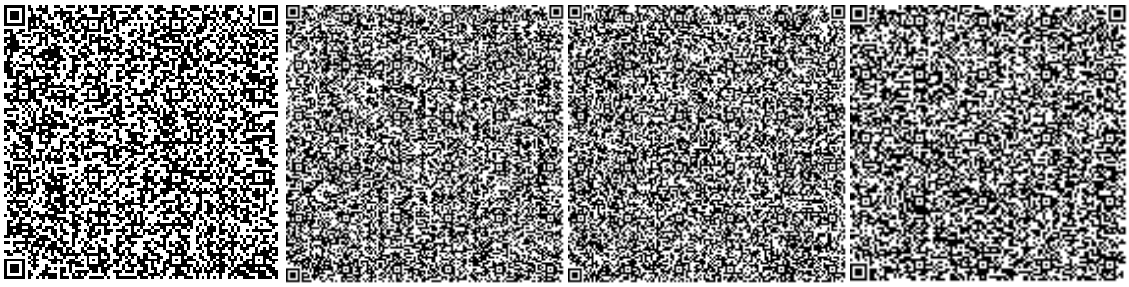
Сивинцева Н.Р.

Эксперт



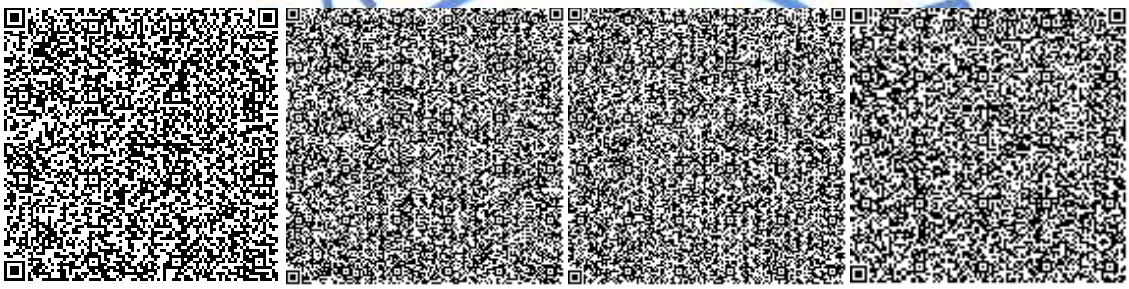
Шомбылов К.Д.

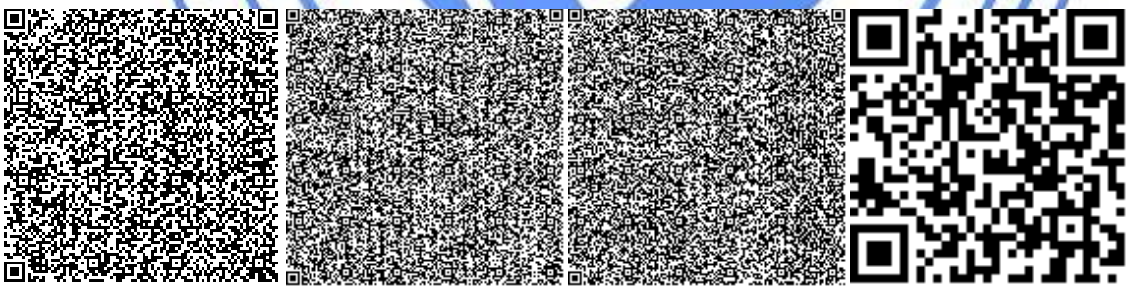
Эксперт



Кононенко Н.М.

Эксперт



Шапабаева Л.П.

Эксперт