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

**«1, 2, 3, 4-МГӨБ (мұнай газ өндіру басқармасы) және МДБжӨБ (мұнайды дайындау басқармасы және өндірістік басқару) мұнай өндіру объектілерінің мұнай құбырлары мен су таратқыштарын қайта құралымдау»**
жұмыс жобасы бойынша
(оң)

09.12.2016 ж. № 15-0327/16

# ҚОРЫТЫНДЫ

**ТАПСЫРЫСШЫ:**
«Өзенмұнайгаз» АҚ

**БАС ЖОБАЛАУШЫ**:
«Проектно Строительный Центр» ЖШС

Ақтау қаласы

## АЛҒЫ СӨЗ

**«1, 2, 3, 4-МГӨБ (мұнай газ өндіру басқармасы) және МДБжӨБ (мұнайды дайындау басқармасы және өндірістік басқару) мұнай өндіру объектілерінің мұнай құбырлары мен су таратқыштарын 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.**

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

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 15-0327/16 от 09.12.2016 г.
(положительное)

по рабочему проекту
**«Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1, 2, 3, 4 (нефтегазодобывающие управление) и УПНиПО (управление подготовки нефти и производственного обслуживания)»**

**ЗАКАЗЧИК:**
АО «Озенмунайгаз»

**ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:**
ТОО «Проектно Строительный Центр»

г. Актау

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное заключение на рабочий проект **«Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1, 2, 3, 4 (нефтегазодобывающие управление) и УПНиПО (управление подготовки нефти и производственного обслуживания)»** 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 объектов нефтедобычи НГДУ-1, 2, 3, 4 (нефтегазодобывающие управление) и УПНиПО (управление подготовки нефти и производственного обслуживания)».**

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 27 сентября 2016 года №15-0229 между филиалом РГП «Госэкспертиза» по Западному региону и АО «Озенмунайгаз».

**2. ЗАКАЗЧИК:** АО «Озенмунайгаз».

**3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:** ТОО «Проектно Строительный Центр», государственная лицензия от 16 февраля 2007 года МКЛ №0000192, II – категория, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, приложение к государственной лицензии от 27 октября 2014 года.

**ГИП** – Нуржанов М. (приказ от 10 июня 2016 года №06).

**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 15 сентября 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» КО от 15 июля 2014 года №0188900;

архитектурно-планировочное задание, утвержденное главным архитектором Каракиянского района от 19 июля 2015 года №38;

дефектная ведомость, утвержденная директором УПН и ПО от 18 июня 2015 года;

дефектная ведомость, утвержденная директором НГДУ-4 от 18 июня 2015 года;

дефектная ведомость, утвержденная директором НГДУ-2 от 18 мая 2015 года;

дефектная ведомость, утвержденная директором НГДУ-3 от 20 мая 2015 года;

дефектная ведомость, утвержденная директором НГДУ-1 от 27 мая 2015 года;

письмо АО «Озенмунайгаз» от 15 сентября 2016 года №2951 о планировании строительства объекта в первом 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 11 октября 2016 года №R01-0097/16.

Экспертное заключение по рабочему проекту «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1, 2, 3, 4 и УПНиПО», утвержденное генеральным директором ТОО «Проектно Строительный Центр» от 01 сентября 2016 года №25, (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, выданный АО «Озенмунайгаз» от 01 сентября 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 07 декабря 2016 года.

АО «Озенмунайгаз» - письмо о согласовании рабочего проекта от 15 сентября 2016 года №2951.

**5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу**

Рабочие чертежи:
ТХ – технологические решения;
АС – архитектурно-строительные решения;
ВК – водоснабжение и канализация;
ЭР – электротехнические решения;
АТП – автоматизация технологических процессов;
Сметная документация.
Паспорт рабочего проекта.
Охрана окружающей среды.

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 27 октября 2014 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, 4 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$^0$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 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$^0$; 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$^0$; 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$^0$; 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$^0$; 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

Проектными решениями по объекту предусмотрено, 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 коллекторов условным диаметром 400 мм от ГУ до НП;

реконструкция топливных газопроводов;

реконструкция газового коллектора диаметром 219х8 мм.

*Реконструкция выкидных линий*

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

В рабочем проекте 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 выкидных трубопроводов до $P_{раб}$ = 0,8 МПа.

Выкидные трубопроводы нефтяных скважин относятся к III категории, 1 группе, III классу (ВСН 2.38-85).

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

Выкидная линия каждой скважины оборудована электроконтактным манометром 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 условным диаметром 80 мм через каждые 100-150 м.

Для выкидных линий добывающих скважин протяженностью более 300 м, предусмотрен узел подогрева. Узел подогрева предназначен для подключения печи подогрева и состоит 2-х патрубков с задвижками условным диаметром 100 мм, давлением 4,0 МПа и байпасной линии с задвижкой условным диаметром 100 мм, давлением 4,0 МПа.

Подогрев осуществляется передвижным подогревающей установкой или путевым подогревателем по необходимости.

Подключение выкидных линий предусмотрено к существующим патрубкам ЗУ.

Участки трубопроводов, проложенные на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб диаметром 325х6 мм по ГОСТ 8732-78.

Протяженности заменяемых выкидных линий НГДУ-1, 2, 3, 4 приведены в таблице №1.

Таблица №1

| № | Трубопроводы диаметром 114х8 мм | Протяженность, м |
|---|---|---|
| 1 | НГДУ-1 | 5514,4 |
| 2 | НГДУ-2 | 5851,0 |
| 3 | НГДУ-3 | 5074,0 |
| 4 | НГДУ-4 | 10159,0 |

*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;

от ГУ до нефтесборных пунктов НП.

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

Нефтесборные коллекторы от ГУ до НП выполнены из труб электросварных со спиральным швом (ГОСТ 20295-85), с заводской антикоррозионной наружной изоляцией от почвенной коррозии и внутренним покрытием на основе эпоксидных смол.

Также предусмотрен демонтаж существующих устаревших трубопроводов.

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

Рабочие давления трубопроводов:

от ЗУ до ГУ $P_{раб}$= 12 кгс/см$^2$;

от ГУ до коллектора $P_{раб}$= 20 кгс/см$^2$;

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

Способ прокладки подземный на глубине 1,2 м и надземно на опорах высотой 0,35 м.

По трассе коллекторов предусмотрены стояки для продавки и пропарки условным диаметром 80 мм и условным диаметром 100 мм.

Подключение коллекторов от ЗУ предусмотрено к существующим манифольдам ГУ.

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

Участки трубопроводов, проложенные на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб по ГОСТ 8732-78.

Протяженности заменяемых коллекторов НГДУ-1, 2, 3, 4 приведены в таблице №2.

Таблица №2

| № | Коллекторы диаметром 219х10 мм | Протяженность, м |
|---|---|---|
| 1 | НГДУ-1 | 11298,6 |
| 2 | НГДУ-2 | 10765,0 |
| 3 | НГДУ-3 | 5969,0 |
| 4 | НГДУ-4 | 9464,5 |

*Реконструкция коллекторов условным диаметром 400, 530 мм от ГУ до НП*

Коллекторы условным диаметром 400 мм предназначены для транспорта нефтегазоводяной смеси от замерных установок (ЗУ) и групповых установок (ГУ) до УПСВ и ЦППН.

Рабочим проектом предусмотрена замена коллекторов от мест подключения в районе действующих ГУ до нефтесборных пунктов НП.

Коллекторы выполнены из электросварных труб со спиральным швом диаметром 426х12 мм (ГОСТ 20295-85), с заводской антикоррозионной наружной изоляцией от почвенной коррозии и внутренним покрытием на основе эпоксидных смол.

Также предусмотрен демонтаж существующих устаревших трубопроводов.

Рабочее давление коллекторов – 0,6 МПа.

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

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

Врезка коллекторов предусмотрена к существующим узлам подключений с установкой запорной арматуры соответствующего диаметра.

Согласно требованиям заказчика, для отключения участков в случае возможных порывов на линейной части трубопровода, предусмотрены узлы отключающей запорной арматуры.

Каждый отключаемый участок опорожняется в дренажную емкость объемом 25 м$^3$.

Дренажные емкости установлены в непосредственной близости к узлам отключения. Участки трубопроводов, проложенные 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 УПНиПО составляет 20930,0 м.

*Реконструкция топливных газопроводов*

Топливные газопроводы предназначены для снабжения газом путевых подогревателей нефти.

Реконструкции подлежат топливные газопроводы на путевые подогреватели следующих скважинах №№5249, 7609, 3406, 5148, 6802, 7605, 2750, 2043. Все скважины находятся на территории НГДУ-3.

Газопроводы запроектированы из стальных бесшовных труб диаметром 114х8, 76х8 мм, 57х6 мм и 32х3 мм по ГОСТ 8732-78.

Общая протяженность газопроводов:

диаметром 114х8 мм – 3,0 м;

диаметром 76х8 мм – 6,0 м;

диаметром 57х6 мм – 3077,0 м;

диаметром 32х3 мм – 24,0 м.

Проектируемые топливные газопроводы, существующие газопроводы демонтируются. Газопроводы выполнены в подземном варианте, глубина заложения 1,2 м до верха трубы.

Рабочее давление топливных газопроводов $P_{раб}$= 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.

Для опорожнения каждого газопровода, при ремонтных работах, рабочим проектом предусмотрена установка продувочной свечи условным диаметром 50 мм.

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 методом.

По окончании монтажа газопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность согласно ВСН 005-88:

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

давление испытания на герметичность $P_{исп}$ = $P_{раб}$.

Антикоррозионная изоляция:

надземных участков газопроводов и арматуры масляной краской за 2 раза по грунтовке ГФ-021 в 2 слоя при общей толщине антикоррозионной изоляции не менее 500 мкр;

подземных трубопроводов «усиленная» по СТ РК ГОСТ 51164-2005 - грунтовка битумно-полимерная типа ГТ-754ИН с расходом не менее 0,1 кг/м$^2$, лента поливинилхлоридная изоляционная липкая типа ПИЛ в два слоя толщиной 0,8 мм и обертка защитная типа ПЭКОМ с толщиной 1,2 мм.

*Реконструкция газового коллектора диаметром 219х8 мм*

Газовый коллектор предназначен для транспортировки выделенного газа на групповой установке ГУ до места его переработки.

Реконструкции подлежит газовый коллектор от ГУ-73 до точки врезки в действующий газовый коллектор условным диаметром 200 мм. Газовый коллектор расположен на территории НГДУ-3.

Газопровод запроектирован из стальной бесшовной трубы диаметром 219х8 мм по ГОСТ 8732-78.

Общая протяженность:

коллектора диаметром 219х8 мм – 2720 м;

газопровода продувочной свечи наружным диаметром 57х4 мм – 50,0 м.

После монтажа проектируемого газового коллектора, существующий коллектор демонтируется. Газопровод выполнен в подземном варианте, глубина заложения 1,2 м до верха трубы.

Рабочее давление газового коллектора на выходе из ГУ-73 $P_{раб}$= 0,15 МПа.

Согласно ВСН 51-3-85 проектируемый газопровод от ГУ-73 до узла врезки классифицируется как трубопровод IV категории.

Непосредственно на выходе из ГУ-73 в начале газопроводов и в точке врезки в действующий газовый коллектор предусмотрена установка отключающей запорной арматуры.

Для опорожнения коллектора, при ремонтных работах, предусмотрена установка продувочной свечи условным диаметром 50 мм.

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 методом.

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

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

давление испытания на герметичность $P_{исп}$ = $P_{раб}$.

Антикоррозионная изоляция:

надземных участков газопроводов и арматуры масляной краской за 2 раза по грунтовке ГФ-021 в 2 слоя при общей толщине антикоррозионной изоляции не менее 500 мкр;

подземных трубопроводов «усиленная» по СТ РК ГОСТ 51164-2005 - грунтовка битумно полимерная типа ГТ-754ИН с расходом не менее 0,1 кг/м$^2$, лента поливинилхлоридная изоляционная липкая типа ПИЛ в два слоя толщиной 0,8 мм и обертка защитная типа ПЭКОМ с толщиной 1,2 мм.

*Основные технические показатели:*

протяженность реконструированных трубопроводов:

общая протяженность выкидных линий диаметром 114х8 мм – 26598,4 м;

общая протяженность нефтесборных коллекторов диаметром 219х10 мм – 37497,1 м;

общая протяженность нефтесборных коллекторов диаметром 426х12 мм – 11782,0 м;

общая протяженность нефтесборных коллекторов диаметром 530х12 мм – 9148,0 м;

общая протяженность топливных газопроводов диаметром 114х8, 76х8, 57х6, 32х3 мм – 3110,0 мм;

общая протяженность газового коллектора диаметром 219х8 мм – 2720,0 м.

**6.2.2 Конструктивные решения**

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – II.

Основанием фундаментов служит ИГЭ-1.

*Подвижные опоры под технологические трубопроводы*

Подвижные опоры представляют собой отдельностоящий монолитный фундамент, выполненный из бетона класса В15, армированный сетками из арматуры диаметром 16 мм класса А-III. Габаритные размеры фундамента – 1,2х1,5х0,75(h) м. По верху фундамента установлена закладная деталь для крепления опоры.

*Неподвижные опоры под технологические трубопроводы*

Неподвижные опоры представляют собой столбчатый монолитный фундамент, выполненный из бетона класса В15, армированный сетками из арматуры диаметром 12 мм класса А-III. Габаритные размеры подошвы фундамента – 1,6х2,6х1,95(h) м. По верху фундамента установлена закладная деталь для крепления опоры.

*Площадки обслуживания*

Предусмотрены площадки обслуживания (серии 1.450.3-6) запорных арматур трубопроводов, со стойками и ограждениями из металлопроката по ГОСТ 8509-93, ГОСТ 8732-78*. Размеры площадки – 2,5х2,5 м, высотой 1,05 м.

*Мероприятия по защите строительных конструкций и сооружений от коррозии:*

под фундаментами выполнена подготовка из щебня, пролитого битумом до полного насыщения, толщиной 50 мм;

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

все бетонные и железобетонные конструкции, соприкасающиеся с грунтом, обмазаны горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине;

металлические конструкции окрашены масляной краской за 2 раза.

**6.2.5 Инженерное обеспечение, сети и системы**

**Водоснабжение и канализация**

Рабочим проектом предусмотрена реконструкция и замена изношенных трубопроводов системы заводнения пластов.

Рабочим проектом предусмотрено:

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

реконструкция разводящих высоконапорных коллекторов от осевых коллекторов до БГ и ВРП;

реконструкция низконапорных коллекторов пластовой воды.

*Реконструкция высоконапорных водопроводов от БГ и ВРП до нагнетательных скважин*

Рабочим проектом предусмотрена замена существующих нагнетательных трубопроводов от ВРП и БГ к скважинам.

Нагнетательные линии (высоконапорные водоводы) предназначены для транспорта нагнетаемой воды от БГ и ВРП до нагнетательных скважин.

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

Подключение нагнетательных линий в начале трассы предусмотрено к существующим патрубкам БГ и ВРП. В конце трассы, подключение осуществлено к обратному фланцу существующей задвижки.

*Реконструкция разводящих высоконапорных коллекторов*

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

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

Высоконапорные (разводящие) коллекторы выполнены из стальных бесшовных труб диаметрами 159х10 мм, 168х11 мм, 219х14 мм и 273х14 мм по ГОСТ 8732-78.

Подключение коллекторов в начале трассы, предусмотрено к существующим осевым коллекторам с установкой задвижки диаметром 150 мм. В конце трассы, подключение предусмотрено к существующим патрубкам БГ и ВРП.

*Реконструкция низконапорных коллекторов сточной пластовой воды*

Рабочим проектом предусмотрена замена существующих коллекторов сточной пластовой воды.

Коллекторы сточной пластовой воды предназначены для транспортировки нагнетаемой воды до БКНС для последующей закачки в пласт в целях поддержания пластового давления.

Коллекторы выполнены из труб электросварных со спиральным швом диаметрами 820х12 и 630х12 мм с заводским наружным и внутренним покрытием по ГОСТ 20295-85.

Подключение коллекторов предусмотрено к существующим узлам подключений. На узлах подключений предусмотрены задвижки соответствующего диаметра. По трассе коллекторов предусмотрены дренажные и воздушные патрубки.

Участки трубопроводов, проложенные на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, предусмотрены в защитном футляре из стальных труб по ГОСТ 8732-78.

По окончании монтажа трубопроводов предусмотрено гидравлическое испытание на прочность и герметичность, также проводят контроль качества сварных стыков трубопровода.

*Основные технические показатели:*

общая протяженность нагнетательных трубопроводов диаметром 114х10 мм, подлежащих замене:

по НГДУ-1 – 1362,0 м;

по НГДУ-2 – 3769,0 м;

по НГДУ-4 – 6080,0 м;

общая протяженность высоконапорных коллекторов диаметрами 159÷273 мм, подлежащих замене:

по НГДУ-1 – 2511,0 м;

по НГДУ-2 – 1876,0 м;

по НГДУ-3 – 6515,0 м;

по НГДУ-4 – 523,0 м;

общая протяженность коллекторов сточной пластовой воды подлежащих замене:

труб диаметром 630х12 – 414,0 м;

труб диаметром 820х12 – 9260,0 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);

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

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 14,939 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 11 октября 2016 года №R01-0097/16.

**6.5 Организация строительства**

Нормативная продолжительность строительства определена согласно СНиП 1.04.03-2008 и составляет 14 месяцев.

Распределение по годам:

на 2017 год – 85,71%;

на 2018 год – 14,29%.

Согласно письма АО «Озенмунайгаз» от 15 сентября 2016 года №2951 строительство объекта запланировано в первом 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-нк, 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 5.5.2.1) по выпуску сметной документации в текущих ценах 4 квартала 2016 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» от 07 декабря 2016 года 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 8.04-01-2016;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы ЭСН РК 8.04-02-2016;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на ремонтно-строительные работы ЭСН РК 8.05-01-2016;

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

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

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

сборник сметных цен в текущем уровне 2015 года на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2016;

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

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 2016-2018 годов с учетом норм задела объема инвестиций и прогнозного уровня инфляции по годам строительства, согласно прогноза социально-экономического развития Республики Казахстан на 2015-2019 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.

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 санитарной, экологической и промышленной безопасности, 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 объектов нефтедобычи НГДУ-1, 2, 3, 4 (нефтегазодобывающие управление) и УПНиПО (управление подготовки нефти и производственного обслуживания)» внесены следующие изменения и дополнения:

*Технологические решения:*

1) дано пересечения с существующей автодорогой не менее $60^0$;

2) указаны пересечения автодорог в футлярах;

3) антикоррозионная изоляция стальных защитных кожухов предусмотрена «весьма усиленной», на основании требований ГОСТ 9.602-2005 и включены в объемы работ;

4) заполнены ведомость работ по восстановлению дорожной одежды;

5) проставлена подпись ГИПа.

*Водоснабжение и канализация:*

6) в «Общие указания» марки ЗП внесены изменения относительно проектных решений и добавлены общие расходы воды на заводнение скважин;

7) в пояснительную записку внесены пояснения и указания по ручной разработке грунта на узлах пересечения трубопроводов;

8) в спецификацию внесены дополнения в соответствии с корректировками рабочих чертежей;

9) на общих указаниях откорректирована категория высоконапорных водоводов пластовой воды;

10) рабочие чертежи откорректированы согласно требованиям ВНТП 3-85.

*Сметная документация:*

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

Таблица №3

**Основные технико-экономические показатели по рабочему проекту**

| № п/п | Наименование показателей | Ед. изм. | Показатели | | +увеличение, -снижение |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Заявленные | Рекомендуемые к утверждению | |
| 1 | Общая протяженность нефтесборных коллекторов | м | 58427,1 | 58427,1 | |
| 2 | Общая протяженность выкидных линий | м | 26598,4 | 26598,4 | |
| 3 | Общая протяженность топливных газопроводов | м | 3110,0 | 3110,0 | |
| 4 | Общая протяженность газового коллектора | м | 2720,0 | 2720,0 | |
| 5 | Общая протяженность нагнетательных трубопроводов | м | 11211,0 | 11211,0 | |
| 6 | Общая протяженность высоконапорных коллекторов | м | 11425,0 | 11425,0 | |
| 7 | Общая протяженность коллекторов сточной пластовой воды | м | 9674,0 | 9674,0 | |
| 8 | Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2016-2018 годов,<br>в том числе: СМР,<br>оборудование<br>прочие | млн. тенге | 6801,405<br>5283,013<br>506,129<br>1012,263 | 6768,390<br>5344,006<br>485,805<br>938,579 | - 33,015<br>+ 60,993<br>- 20,324<br>- 73,684 |
| 9 | Из них:<br>на 2016 год (ПИР, экспертиза)<br>на 2017 год<br>на 2018 год | млн. тенге | | 31,087<br>5603,112<br>1134,191 | |
| 10 | Продолжительность строительства | мес. | 14 | 14 | |

Примечание: уменьшение сметной стоимости строительства в текущих и прогнозных ценах составило 33,015 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 объектов нефтедобычи НГДУ-1, 2, 3, 4 (нефтегазодобывающие управление) и УПНиПО (управление подготовки нефти и производственного обслуживания)»** 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 - 26598,4 м;
общая протяженность нефтесборных коллекторов - 58427,1 м;
общая протяженность топливных газопроводов - 3110,0 м;
общая протяженность газового коллектора - 2720,0 м;
общая протяженность нагнетательных трубопроводов - 11211,0 м;
общая протяженность высоконапорных коллекторов - 11425,0 м;
общая протяженность коллекторов сточной пластовой воды - 9674,0 м;
общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2016-2018 годов - 6768,390 млн. тенге,
в том числе: СМР - 5344,006 млн. тенге,
оборудование - 485,805 млн. тенге;
прочие - 938,579 млн. тенге;
продолжительность строительства - 14 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 27 сентября 2016 года №15-0229.

**8. ТҰЖЫРЫМДАР**

1. **«1, 2, 3, 4-МГӨБ (мұнай газ өндіру басқармасы) және МДБжӨБ (мұнайды дайындау басқармасы және өндірістік басқару) мұнай өндіру объектілерінің мұнай құбырлары мен су таратқыштарын 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:

айдау желілерінің жалпы ұзындығы - 26598,4 метр;
мұнай жинау коллекторларының жалпы ұзындығы - 58427,1 метр;
отын газ құбырларының жалпы ұзындығы - 3110,0 метр;
газ коллекторының жалпы ұзындығы - 2720,0 метр;

| | |
|---|---|
| айдау құбырларының жалпы ұзындығы | - 11211,0 метр; |
| жоғары қысымды коллекторларының жалпы ұзындығы | - 11425,0 метр; |
| сарқынды қабаттық су коллекторларының жалпы ұзындығы | - 9674,0 метр; |
| 2016-2018 жылдардағы ағымдағы және болжамдағы бағалардағы құрылыстың жалпы сметалық құны | - 6768,390 млн. теңге, |
| оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары | - 5344,006 млн. теңге, |
| жабдық | - 485,805 млн. теңге; |
| өзгеде | - 938,579 млн. теңге; |
| құрылыс ұзақтығы | - 14 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 2016 жылғы 27 қыркүйектегі №15-0229 шарттың талаптарына сәйкес «Өзенмұнайгаз» АҚ кепілдік етеді.

Хамиев Т.С.

Заместитель директора

Кононенко Н.М.

И.о. начальника производственного отдела

Шапабаева Л.П.

Эксперт

Тауканова У.М.

Эксперт

Камыспаева А.Т.

Эксперт

Тилеукулов С.Б.

Эксперт

Джунельбеков М.Г.

Эксперт