«1,2,3,4-МГӨБ (мұнай-газ өндіру басқармасы) және МДжӨҚБ (мұнай дайындау және өндірістік қызмет көрсету басқармасы) мұнай өндіру объектілерінің мұнай құбырларын және су таратқыштарын реконструкциялау»
жұмыс жобасы бойынша

27.12.2018 ж. № 15-0324/18
(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 МДжӨҚБ (мұнай дайындау және өндірістік қызмет көрсету басқармасы) мұнай өндіру объектілерінің мұнай құбырларын және су таратқыштарын реконструкциялау» жұмыс жобасы бойынша осы қорытынды «Мемсараптама» РМК-нің Батыс өңірі бойынша филиалымен берілді.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 15-0324/18 от 27.12.2018 г.
(положительное)

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

ЗАКАЗЧИК:
АО «Озенмунайгаз»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Проектно Строительный Центр»

г. Актау

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по рабочему проекту **«Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ (нефтегазодобывающие управление) -1, 2, 3, 4 и УПНиПО (управление подготовки нефти и производственного обслуживания)»** выдано филиалом по Западному региону РГП «Госэкспертиза».

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

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

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 15 октября 2018 года №01-1515.

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».

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: негосударственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

задание на проектирование, утвержденное заместителем генерального директора по производству АО «Озенмунайгаз» от 22 декабря 2017 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;

акт обследования промысловых трубопроводов от 06 марта 2018 года;

архитектурно-планировочные задания, утвержденные руководителем ГУ «Каракиянский районный отдел земельных отношений, архитектуры и градостроительства» от 01 февраля 2018 года №010, №011;

дефектные ведомости, утвержденные директором НГДУ-1 от 08 мая 2018 года, директором НГДУ-2 от 03 мая 2018 года, директором НГДУ-3 от 14 мая 2018 года, директором НГДУ-4 от 09 мая 2018 года и директором УПНиПО от 10 мая 2018 года;

перечень основного оборудования и материалов, отсутствующих в нормативной базе и принятых по прайс-листам, и их стоимости, утвержденный управляющим директором по капитальному строительству АО «Озенмунайгаз» от 12 декабря 2018 года;

отчет об инженерно-геологических изысканиях и топографо-геодезическая съемка в масштабе 1:500, выполненные ТОО «Проектно Строительный Центр» в 2018 году, (Государственная лицензия от 16 февраля 2007 года МҚЛ №0000192, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, приложение к государственной лицензии от 27 октября 2014 года).

письмо АО «Озенмунайгаз» от 25 сентября 2018 года №165-11-13/4099 о планировании строительства объекта в первом квартале 2019 года.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Мангистауской области» - письмо о согласовании рабочего проекта в части мер промышленной безопасности от 17 октября 2018 года №KZ29VQR00012344.

АО «Озенмунайгаз» - письмо о согласовании рабочего проекта от 25 сентября 2018 года №165-11-13/4099.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Том 1. 1229-204-Пояснительная записка.
Том 2. 1229-204-Рабочие чертежи:
ГП – генеральный план;
ТХ – технологические решения;
АС – архитектурно-строительные решения;
ООС – охрана окружающей среды.
Сметная документация.
Паспорт рабочего проекта.

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Обеспечение дополнительной добычи, сбора и транспорта продукции скважин.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Проектируемый объект находится на месторождении «Узень» Мангистауской области. Месторождение Узень расположено в степной части Южного Мангышлака и административно входит в состав Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан. Территория области малообжитая. Областной центр г. Актау находится 150 км от месторождения Узень. Рядом с месторождением расположен г. Жанаозен.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон (согласно СП РК 2.04-01-2017)	- IV Г;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки (СП РК 2.04-01-2017)	- 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;
максимальная глубина проникновения нулевой изотермы в грунт (СП РК 2.04-01-2017)	- 1,0 м;
сейсмичность (СП РК 2.03-30-2017)	- 6 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Отчет об инженерно-геологических изысканиях составлен ТОО «Проектно Строительный Центр» в 2018 году.

Участок изысканий в геоморфологическом отношении относится к Степному Мангышлаку и представляет собой впадину, дно впадины Узень равнинное и на большой площади закрыто чехлом делювия и пролювия (четвертичные отложения). Местами супесь, суглинок залегает на розовых известняках, возраст которого – верхний миоцен. Замкнутые западины заняты такырами, а в юго-западной части впадины Узень расположен массив закрепленных и полузакрепленных песков.

Изыскания выполнены на восьми участках: УПНиПО ЦППН; УПСВ-1; УПСВ-2; Нефтесборные и водоводные коллекторы; НГДУ-1; НГДУ-2; НГДУ-3; НГДУ-4. Всего пробурены 28 скважины глубиной 3,5 м.

В геологическом строении участка изысканий принимают участие: с поверхности, до глубины 3,5 м – суглинок пылеватый; песок пылеватый и крупный; супесь пылеватая; глина легкая пылеватая и известняк-ракушечник с прослойками глины. Грунты расположены в различных комбинациях с наличием и отсутствием отдельных ИГЭ в каждой колонке. Ниже приведены характеристики грунтов с выборкой минимальных нормативных характеристик.

В соответствии с ГОСТ 25100-2011 в инженерно-геологическом разрезе выделены 5 инженерно-геологических элементов (далее - ИГЭ):

ИГЭ-1 – суглинок пылеватый. Мощность слоя от 0 до 2,5 м. Минимальные нормативные значения грунта: плотность грунта 1,42 г/см^3 (скв. №1); удельное сцепление 8 кПа (скв. №8), угол внутреннего трения 20^0 (скв. №5); модуль деформации 2,0 МПа в водонасыщенном состоянии (скв. №15). Грунты просадочные.

ИГЭ-2 – известняк-ракушечник. Мощность слоя от 0 до 3,0 м. Плотность грунта природного сложения, нормативное значение - 1,31 г/ см^3 (скв. №12). Минимальный предел прочности при одноосном сжатии в естественном состоянии, нормативное значение 1,87 МПа, в водонасыщенном состоянии 1,24 МПа (скв. №12).

ИГЭ-3 – супесь пылеватая. Мощность слоя от 0 до 3,5 м. Минимальные нормативные значения грунта: плотность грунта 1,38 г/см^3 (скв. №3); удельное сцепление 13 кПа, угол внутреннего трения 21^0 (скв. №28); модуль деформации 1,3 МПа в водонасыщенном состоянии (скв. №5). Грунты просадочные.

ИГЭ-4 – песок. Мощность слоя от 0 до 2,9 м. Минимальные нормативные значения грунта: плотность грунта 1,39 г/см^3 (скв. №4); удельное сцепление 12,5 кПа (скв. №16), угол внутреннего трения 24^0 (скв. №16, 17); модуль деформации 6,2 МПа в водонасыщенном состоянии (скв. №4). Грунты просадочные.

ИГЭ-5 – глина легкая. Мощность слоя от 0 до 2,5 м. Минимальные нормативные значения грунта: плотность грунта 1,42 г/см^3 (скв. №5); удельное сцепление 22 кПа, угол внутреннего трения 17^0 (скв. №5); модуль 1,2 МПа в водонасыщенном состоянии (скв. №5). Грунты просадочные.

По содержанию сульфатов грунты сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и от слабо- до сильноагрессивных к бетонам на сульфатостойких цементах. По содержанию хлоридов грунты от среднеагрессивных до сильноагрессивных к бетонным и железобетонным конструкциям. По содержанию водорастворимых солей – грунты от незасоленного 0,034% до сильнозасоленного - 4,547%. Засоление от хлоридно-сульфатного до сульфатного.

Грунтовые воды не вскрыты. Территория относится к зоне северных пустынь с отсутствием постоянных водотоков. Во время таяния снега и коротких дождей в некоторых сухих руслах на короткое время появляется вода.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Месторождение Узень расположено в степной части Южного Мангышлака и административно входит в состав Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан. В непосредственной близости от месторождения проходят нефтепровод Узень-Актау и газопровод Тенге-Жетыбай-Актау. Перевозка грузов осуществляется автомобильным и железнодорожным транспортом. Движение автотранспорта осуществляется по асфальтированным шоссе, которые соединяют города, поселки, а также нефтегазопромыслы. На остальной территории, не занятой нефтегазопромыслами, движение осуществляется по полевым дорогам. Строительство автомобильных дорог данным рабочим проектом не предусмотрено.

Рабочим проектом предусмотрено:

реконструкция выкидных трубопроводов от добывающих скважин до замерных установок;

реконструкция нефтесборных коллекторов от замерных установок (далее – ЗУ) до групповых установок (далее – ГУ) и от ГУ до осевого коллектора;

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

реконструкция высоконапорных разводящих водоводов от коллектора до БГ и ВРП;

реконструкция нефтесборных коллекторов от ГУ до нефтесборных пунктов (далее – НП);

реконструкция низконапорных коллекторов морской и сточной воды;

реконструкция технологических трубопроводов УПСВ-1, УПСВ-2 и ЦППН.

Рабочим проектом, согласно заданию на проектирование, предусмотрена прокладка новых сетей параллельно действующим без остановки производста.

Инженерные сети запроектированы подземно и надземно с учетом взаимного размещения их с существующими сетями, дорогами и сооружениями. Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги предусмотрены в защитном футляре кожухе из стальных труб диаметром 325х6 мм (ГОСТ 8732-78) или в железобетонных непроходных каналах из лотков и плит по серии 3.006.1-8.

6.2.2 Технологические решения

Сбор нефти и газа

В технологической части данного 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 коллекторов от ГУ до НП.

Реконструкция выкидных трубопроводов от добывающих скважин до замерных установок

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.

Подземная часть выкидных линий выполнены из стальных бесшовных труб диаметром 114х8 мм (ГОСТ 8732-78), с трехслойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом.

Надземная часть выкидных линий выполнены из стальных бесшовных труб диаметром114х8 мм (ГОСТ 8732-78), с наружным заводским эпоксидным покрытием.

Рабочее давление выкидных трубопроводов до Рраб = 0,8 МПа.

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

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

Выкидная линия каждой скважины оборудуется электроконтактным манометром (далее – 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 пропарки паром диаметром 80 мм через каждые 100-150 м. Первый стояк принят на расстоянии от устья скважины 15-25 м.

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 патрубков с задвижками диаметром 100 мм, давлением - 4,0

МПа и байпасной линии с задвижкой диаметром100 мм, давлением - 4,0 МПа. Подогрев осуществляется передвижным подогревающей установкой или путевым подогревателем по необходимости, который будет отражен в другом проекте.

Подключение выкидных линий предусматривается к существующим патрубкам ЗУ.

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 325х6 мм (ГОСТ 8732-78), с трехслойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом.

Объем контроля сварных стыков труб физическими методами составляет 5% от общего количества стыков, из них радиографическим методом 2%, остальное ультразвуковой или магнитографический метод.

По окончании монтажа нефтепроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность с рабочим давлением до 2,5 МПа испытывают одновременно на прочность и герметичность на единое испытательное давление, равное 3,2 МПа, в течение 12 часов.

Антикоррозионная изоляция:

надземных фитингов (отводы, тройники переходы) и арматуры масляной краской за 2 раза по грунтовке ГФ-021 в 2 слоя при общей толщине антикоррозионной изоляции не менее 500 мкр;

подземных фитингов (отводы, тройники переходы) «весьма усиленного» типа на основе липких лент ПВХ согласно ГОСТ 9.602-2005.

Тепловая изоляция надземных трубопроводов - маты минераловатные прошивные без обкладок М75 толщиной 60 мм, лист алюминиевый марки АД1Н-0,5.

Тепловая изоляция запорных арматур - маты минераловатные прошивные без обкладок М75 толщиной 60 мм, лист алюминиевый марки АД1Н-0,8.

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

Таблица №1

N п/п	Наименование выкидных линий	Протяженность, м диаметр 114х8 мм
	НГДУ-1	
1	от скв. 5041 до ЗУ93Б	128,0
2	от скв. 2118 до ЗУ-93 СП	484,0
3	от скв. 547 до ЗУ-93В	268,0
4	от скв. 587 до ЗУ-4А	193,0
5	от скв. 1756 до ЗУ-84СП	308,0
6	от скв. 1632 до ЗУ-84СП	156,0
7	от скв. 4133 до ЗУ-84СП	255,0
8	от скв. 3427 до ЗУ-4СП	520,0
9	от скв. 568 до ЗУ-85А	596,0
10	от скв. 584 до ЗУ-85СП	586,0
11	от скв. 958 до ЗУ-85СП	535,0
12	от скв. 5266 до ЗУ-87СП	99,0
13	от скв. 6537 до ЗУ-87СП	387,0
14	от скв. 6536 до ЗУ-87В	384,0
15	от скв. 5068 до ЗУ-87А	392,0
16	от скв. 6179 до ЗУ-87А	230,0
17	от скв. 592 до ЗУ-55СП	461,0
18	от скв. 296 до ЗУ-55СП	705,0

продолжение таблицы №1

19	от скв. 573 до ЗУ-84СП	240,0
20	от скв. 2131 до ЗУ-7А	279,0
21	от скв. 5044 до ЗУ-54А	154,0
22	от скв. 5879 до ЗУ-91А	489,0
23	от скв. 5688 до ЗУ-88СП	371,0
24	от скв. 6553 до ЗУ-91А	297,0
25	от скв. 7272 до ЗУ-88СП	297,0
26	от скв. 4827 до ЗУ-57А	354,0
27	от скв. 3629 до ЗУ-12В	600,0
28	от скв. 3307 до ЗУ-84СП	464,1
29	от скв. 4764 до ЗУ-13Б	379,4
	Общая протяженность НГДУ-1	10611,5
	НГДУ-2	
1	от 8698 до ЗУ-52СП	313,0
2	от 5777 до ЗУ-52СП	106,0
3	от 5046 до ЗУ-52А	319,0
4	от 6462 до ЗУ-52А	319,0
5	от 2135 до ЗУ-52А	329,0
6	от 2106 до ЗУ-52А	449,0
7	от 8357 до ЗУ-51А	318,0
8	от 8701 до ЗУ-51А	174,0
9	от 3678 до ЗУ-51А	246,0
10	от 3682 до ЗУ-51А	483,0
11	от 2161 до ЗУ-51А	472,0
12	от 1937 до ЗУ-51А	585,0
13	от 8359 до ЗУ-51А	442,0
14	от 7893 до ЗУ-41А	272,0
15	от 149 до ЗУ-41Г	291,0
16	от 6584 до ЗУ-41Г	249,0
17	от 3527 до ЗУ-41Г	438,0
18	от 6587 до ЗУ-37Б1	450,0
19	от 361 до ЗУ-37Б1	391,0
20	от 3376 до ЗУ-37Б1	341,0
21	от 3377 до ЗУ-37В	283,0
22	от 1359 до ЗУ-37В	451,0
23	от 7863 до ЗУ-46СП	906,0
24	от 2426 до ЗУ-48СП	822,0
25	от 1399 до ЗУ-40Б	339,0
26	от 8431 до ЗУ-40Б	399,0
27	от 7129 до ЗУ-6	526,0
28	от 7293 до ЗУ-38В	1272,0
29	от 3668 до ЗУ-38В	441,0
30	от 8411 до ЗУ-58Б	253,0
31	от 3639 до ЗУ-58А	489,0
32	от 3521 до ЗУ-58А	575,0
33	от 2289 до ЗУ-58А	631,0
34	от 4265 до ЗУ-38А	469,0
35	от 1437 до ЗУ-38А	604,0
36	от 644 до ЗУ-43СП	926,0
37	от 7517 до ЗУ-43СП	604,0

продолжение таблицы №1

38	от 2253 до ЗУ-5А	634,0
39	от 3746 до ЗУ-5Б	164,0
40	от 3396 до ЗУ-5А	275,0
41	от 1793 до ЗУ-5А	618,0
42	от 8367 до ЗУ-34Б	426,0
43	от 1477 до ЗУ-34Б	517,0
44	от 1411 до ЗУ-5В	267,0
45	от 5643 до ЗУ-5В	634,0
46	от 3741 до ЗУ-5В	253,0
47	от 5644 до ЗУ-5В	284,0
48	от 3747 до ЗУ-40А	417,0
49	от 2261 до ЗУ-40А	342,0
50	от 2565 до ЗУ-40А	645,0
51	от 1429 до ЗУ-40А	462,0
52	от 98 до ЗУ-40В	657,0
53	от 3708 до ЗУ-40В	307,0
54	от 8900 до ЗУ-109А	587,0
55	от 5088 до ЗУ-43А	278,0
56	от 2212 до ЗУ-47А	270,0
57	от 2986 до ЗУ-42	196,0
58	от 2984 до ЗУ-42	168,0
59	от 8695 до ЗУ-52	719,0
60	от 5651 до ЗУ-109А	355,0
61	от 5647 до ЗУ-109СП	164,0
62	от 7261 до ЗУ-6Б	472,0
63	от 5649 к ЗУ-109А	487,0
64	от 2739 к ЗУ-43А	648,0
	Общая протяженность НГДУ-2	28223,0
	НГДУ-4	
1	от скв. 2342 до ЗУ-23А	684,6
2	от скв. 776 до ЗУ-23А	412,0
3	от скв. 6251 до ЗУ-23В	214,0
4	от скв. 992 до ЗУ-107Г	455,0
5	от скв. 976 до ЗУ-107Б	426,3
6	от скв. 576 до ЗУ-104А	596,4
7	от скв. 436 до ЗУ-103В	622,7
8	от скв. 23 до ЗУ-103А	323,4
9	от скв. 431 до ЗУ-103Г	182,7
10	от скв. 432 до ЗУ-103Г	344,4
11	от скв. 666 до ЗУ-103Б	690,0
12	от скв. 397 до ЗУ-107Д	262,5
13	от скв. 543 до ЗУ-103Б	277,2
14	от скв. 334 до ЗУ-103Б	190,1
15	от скв. 617 до ЗУ-103Б	235,5
16	от скв. 338 до ЗУ-103Б	311,9
17	от скв. 519 до ЗУ-103Б	129,2
18	от скв. 912 до ЗУ-102Г	106,1
19	от скв. 7944 до ЗУ-102Г	508,2
20	от скв. 6233 до ЗУ-102Е	244,7
21	от скв. 166 до ЗУ-102Е	137,6

окончание таблицы №1

22	от скв. 7349 до ЗУ-102Д	266,7
23	от скв. 6202 до ЗУ-102В	377,0
24	от скв. 7339 до ЗУ-102В	270,0
25	от скв. 910 до ЗУ-102В	105,0
26	от скв. 314 до ЗУ-104А	670,0
27	от скв. 7765 до ЗУ-24В	451,5
28	от скв. 1862 до ЗУ-24Г	260,4
29	от скв. 3764 до ЗУ-21Б	165,9
30	от скв. 1566 до ЗУ-21А	383,5
31	от скв. 140 до ЗУ-10СП	669,0
32	от скв. 4933 до ЗУ-10В	114,5
33	от скв. 2958 до ЗУ-22В	315,0
34	от скв. 2357 до ЗУ-22СП	512,4
35	от скв. 2947 до ЗУ-110А	603,7
36	от скв. 2352 до ЗУ-110Б	446,2
37	от скв. 2594 до ЗУ-110СП	618,5
38	от скв. 289 до ЗУ-79СП	380,1
39	от скв. 1005 до ЗУ-100В	481,0
40	от скв. 56 до ЗУ-100Б	464,1
41	от скв. 182 до ЗУ-101А	185,9
42	от скв. 525 до ЗУ-101СП	893,6
43	от скв. 74 до ЗУ-101В	130,2
44	от скв. 354 до ЗУ-105А	693,0
45	от скв. 479 до ЗУ-105А	581,7
46	от скв. 36 до ЗУ-121СП	618,5
47	от скв. 344 до ЗУ-121А	145,0
	Общая протяженность НГДУ-4	18158,4
	Всего заменяемых выкидных линий	56992,9

Реконструкция нефтесборных коллекторов от ЗУ до ГУ и от ГУ до осевого коллектора

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

Рабочим проектом предусмотрена замена нефтесборных (сточных) коллекторов:

от замерных установок до групповых установок;

от ГУ до осевых коллекторов.

Нефтесборные коллекторы от ЗУ до ГУ и от ГУ до осевых коллекторов выполнены:

подземная часть из стальных бесшовных труб диаметром 219х10 мм (ГОСТ 8732-78), с трехслойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом;

надземная часть выполнены из стальных бесшовных труб диаметром 219х10 мм (ГОСТ 8732-78), с наружным заводским эпоксидным покрытием – KCC KARUMEL EX4413-L300.

Также предусмотрен демонтаж существующих устаревших трубопроводов.

Рабочие давления трубопроводов:

от ЗУ до ГУ Рраб= 12 кгс/см^2;

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

Нефтесборные коллекторы относятся к IV категории, 1 группе.

Способ прокладки подземный на глубине 1,2 м.

По трассе коллекторов предусмотрены стояки для продавки и пропарки диаметрами 80 мм и 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, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб (ГОСТ 8732-78), с трехслойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом.

Объем контроля сварных стыков труб физическими методами составляет 5% от общего количества стыков, из них радиографическим методом 2%, остальное ультразвуковой или магнитографический метод.

По окончании монтажа нефтепроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность.

Промысловые трубопроводы с рабочим давлением до 2,5 МПа испытывают одновременно на прочность и герметичность на единое испытательное давление равное 3,2 МПа, в течении 12 часов.

Антикоррозионная изоляция:

надземных фитингов (отводы, тройники переходы) и арматуры масляной краской за 2 раза по грунтовке ГФ-021 в 2 слоя при общей толщине антикоррозионной изоляции не менее 500 мкр.;

подземных фитингов (отводы, тройники переходы) «весьма усиленного» типа на основе липких лент ПВХ согласно ГОСТ 9.602-2005.

Тепловая изоляция надземных трубопроводов - маты минераловатные прошивные без обкладок М75 толщиной 60 мм, лист алюминиевый марки АД1Н-0,5.

Тепловая изоляция запорных арматур - маты минераловатные прошивные без обкладок М75 толщиной 60 мм, лист алюминиевый марки АД1Н-0,8.

Диаметры и протяженности нефтесборных коллекторов указаны в таблице №2.

Таблица №2

№ п/п	Наименование коллекторов	Протяженность, м диаметр 219х10 мм
	НГДУ-1	
1	Коллектор от ЗУ-85А до ГУ-85	865,2
2	Коллектор от ЗУ-87Б до ГУ-87	782,3
3	Коллектор от ЗУ-88Б до ГУ-88	1314,6
4	Коллектор от ЗУ-4А до ГУ-4	1070,0
5	Коллектор от ЗУ-7А до ГУ-7	759,2
6	Коллектор от ЗУ-7Б до ГУ-7	374,9
7	Коллектор от ЗУ-13Б до ГУ-13	261,5
8	Коллектор от ЗУ-93В до ГУ-93	536,6
9	Коллектор от ГУ-87 до Кормас-87	836,8
10	Коллектор от ЗУ-87В до ГУ-87	799,1
11	Коллектор от ЗУ-87СП до ГУ-87	72,5
12	Коллектор от ГУ-57 до Кормас-8	760,2
13	Коллектор от ЗУ-54Г до ГУ-54	1350,3
14	Коллектор от ЗУ-87СП до ГУ-87	378,0
	Общая протяженность НГДУ-1	10161,2

продолжение таблицы №2

НГДУ-2		
1	Коллектор от ЗУ-5А до ГУ-5	673,1
2	Коллектор от ЗУ-37Б1 до ГУ-41	1332,0
3	Коллектор от ЗУ-45СП до ГУ-45	25,0
4	Коллектор от ЗУ-45А до ГУ-45	262,5
5	Коллектор от ЗУ-45В до ГУ-45	589,1
6	Коллектор от ГУ-42 до врезки	2648,1
7	Коллектор от ГУ-18 до врезки	1952,0
8	Коллектор от ЗУ-41Д до ГУ-41	642,0
9	Коллектор от ЗУ-48СП до ГУ-48	86,1
10	Коллектор от ЗУ-51Б до ГУ-51	1276,0
11	Коллектор от ЗУ-46А до ГУ-46	2315,3
12	Коллектор от ЗУ-46Б до ГУ-46	1195,0
13	Коллектор от ЗУ-49В до ГУ-49	1063,0
14	Коллектор от ГУ-48 до врезки	862,0
15	Коллектор от ЗУ-40В до ГУ-40	760,2
16	Коллектор от ЗУ-40А до ГУ-40	757,1
17	Коллектор от ЗУ-40Б до ГУ-40	1254,8
18	Коллектор от ЗУ-9А до ГУ-9	1291,0
19	Коллектор от ЗУ-9СП до ГУ-9	378,0
20	Коллектор от ГУ-31 до врезки	2965,2
21	Коллектор от ЗУ-31А до ГУ-31	685,7
22	Коллектор от ЗУ-31Б до ГУ-31	532,4
23	Коллектор от ЗУ-109А до ГУ-109	705,6
24	Коллектор от ЗУ-34В до ГУ-34	391,7
25	Коллектор от ЗУ-38А до ГУ-38	652,1
26	Коллектор от ЗУ-58В до ГУ-58	1504,7
27	Коллектор от ЗУ-58 до ГУ-58	640,5
28	Коллектор от ГУ-58 до врезки	3827,3
29	Коллектор от ГУ-31 до Кормасс	2965,2
	Общая протяженность НГДУ-2	34232,7
НГДУ-3		
1	Коллектор от ЗУ-66В, Г до ГУ-66	991,0
2	Коллектор от ЗУ-11Б-1,2 до ГУ-11	874,5
3	Коллектор от ЗУ-11А-1,2 до ГУ-11	826,1
4	Коллектор от ЗУ-65А1 до ГУ-65	887,7
5	Коллектор от ЗУ-16В, Г до ГУ-16	1328,0
6	Коллектор от ЗУ-92Г до ГУ-92	742,0
7	Коллектор от ЗУ-73 до ГУ-73	601,0
8	Коллектор от ЗУ-68А до ГУ-68	803,0
9	Коллектор от ЗУ-68Б до ГУ-68	1001,0
10	Коллектор от ЗУ-2Б до ГУ-2	530,0
11	Коллектор от ЗУ-82/1,2 до ГУ-82	193,0
12	Коллектор от ЗУ-81А до ГУ-81	574,0
13	Коллектор от ЗУ-80А до ГУ-80	1089,0
	Общая протяженность НГДУ-3	10440,3
НГДУ-4		
1	Коллектор от ЗУ-24Д до ГУ-24	635,3
2	Коллектор от ЗУ-27 до ГУ-27	1387,1
3	Коллектор от ЗУ-27А до ГУ-27	404,2

окончание таблицы №2

4	Коллектор от ЗУ-27Б до ГУ-27	843,2
5	Коллектор от ЗУ-27В до ГУ-27	389,6
6	Коллектор от ЗУ-28А до ГУ-28	998,5
7	Коллектор от ЗУ-30 до ГУ-30	2421,3
8	Коллектор от ЗУ-30Б до ГУ-30	379,1
9	Коллектор от ЗУ-30Д до ГУ-30	686,7
10	Коллектор от ЗУ-30Е до ГУ-30	397,0
11	Коллектор от ЗУ-102Б до ГУ-102	589,0
12	Коллектор от ЗУ-102Е до ГУ-102	917,7
13	Коллектор от ЗУ-10А до ГУ-10	1869,0
14	Коллектор от ЗУ-22В до ГУ-22	1170,0
15	Коллектор от ЗУ-20А до ГУ-20	513,5
16	Коллектор от ЗУ-107Д до ГУ-107	352,8
17	Коллектор от ЗУ-110СП до ГУ-110	196,4
18	Коллектор от ЗУ-79 до ГУ-79	259,4
19	Коллектор от ЗУ-100Б до ГУ-100	490,4
20	Коллектор от ЗУ-104А до ГУ-104	959,7
21	Коллектор от ЗУ-105СП до ГУ-105	154,4
22	Коллектор от ЗУ-105Б до ГУ-105	724,5
23	Коллектор от ЗУ-121СП до ГУ-121	864,2
24	Коллектор от ЗУ-121В до ГУ-121	719,2
25	Коллектор от ЗУ-107Е до ГУ-107	762,3
	Общая протяженность НГДУ-4	19084,5
	Всего заменяемых коллекторов	73918,7

Реконструкция коллекторов от ГУ до НП

Коллекторы предназначены для транспорта нефтегазоводяной смеси от ЗУ и ГУ до УПСВ и ЦППН.

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

Нефтесборные коллекторы выполнены из труб электросварная со спиральным швом из стали марки Ст.20, диаметрами 530х12 мм, 720х12 мм по ГОСТ 20295-85:

с наружным заводским эпоксидным покрытием KCC KARUMEL EX4413-L300 и внутренним покрытием на основе эпоксидной смолы HEMPADUR HEMPEL S 35560 – надземная часть;

с внешним трехслойным полиэтиленовым покрытием 3LPE и внутренним эпоксидным покрытием HEMPEL 35560 – подземная часть.

Также предусмотрен демонтаж существующих устаревших трубопроводов.

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

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

Рабочее давление коллекторов – 0,6 МПа.

Нефтесборные коллекторы относятся к II классу IV категории, 1 группе.

Коллекторы прокладываются в подземном и в надземном варианте. Глубина заложения подземных коллекторов рабочим проектом принята – 1,2 м до верха трубы. Надземный коллектор прокладывается на высоте 0,35 м до низа трубы. Шаг опор не более 12,0 м.

Врезка коллекторов предусматривается 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 по ГОСТ 10704-91.

Протяженности заменяемых коллекторов УПН и ПО приведены в таблице №3.

Таблица №3

№ п/п	Коллектор до НП	Диаметр и толщина стенки, мм	Способ прокладки	Протяженность, м
1	от ГУ-48 до ГУ-45 (К-9)	530x12	подземный	3683,0
2	от ГУ-107 до К-6	530x12	подземный	2282,0
3	от Кормас-6 до УПСВ-2	720x12	подземный	2346,0
4	от К-1 до УПСВ-1	720x12	надземный	2797,0
5	от К-11 до УПСВ-1	720x12	надземный	1361,0
6	от узла 6-а до УПСВ-2	720x12	надземный	1893,0
7	от ГУ-5 (К-3) до гребенки 6а	720x12	надземный	3825,0
8	от ГУ-43 до ГУ-5	530x12	надземный	2066,0
	Общая протяженность заменяемых коллекторов УПНиПО			20253,0

Заводнение пластов

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

реконструкция высоконапорных водопроводов от БГ и ВРП до нагнетательных скважин;

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

реконструкция низконапорных коллекторов сточной и морской воды.

Реконструкция высоконапорных водопроводов от БГ и ВРП до нагнетательных скважин

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

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

Нагнетательные трубопроводы выполнены из стальных бесшовных труб по ГОСТ 8732-78:

диаметром 114x10 мм, с трехслойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом – подземная часть;

диаметром 114x10 мм, с наружным заводским эпоксидным покрытием – КСС KARUMEL EX4413-L300 – надземная часть.

Рабочее давление трубопроводов Ру=150 кгс/см^2.

Высоконапорные трубопроводы нагнетательных скважин относятся к II категории, 1 группе.

Способ укладки – подземный.

Глубина заложения - 1,2 м до верха трубы.

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

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 325х6 мм (ГОСТ 8732-78), с трехслойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом.

Протяженности заменяемых нагнетательных трубопроводов к скважинам НГДУ приведены в таблице №4.

Таблица №4

№ п/п	Наименование	ЗУ/БГ/ВРП	ГУ/БКНС	Протяженность, м
	НГДУ-1			
1	скв. 7111	БГ-2	БКНС-3а	407,4
2	скв. 3100	БГ-3	БКНС-3а	643,0
3	скв. 4641	БГ-15	БКНС-3а	592,2
4	скв. 7581	БГ-13	БКНС-3а	422,1
5	скв. 4762	ВРП-6	БКНС-3а	219,5
6	скв. 841	ВРП-8	БКНС-3а	238,4
7	скв. 6139	БГ-7	БКНС-3а	770,7
8	скв. 9175	БГ-3	БКНС-4	315,0
9	скв. 2170	БГ-3	БКНС-4	86,1
10	скв. 190	ВРП-10	БКНС-4	205,8
11	скв. 7658	БГ-18	БКНС-4	349,7
12	скв. 3520	БГ-6	БКНС-4	306,6
13	скв. 2516	БГ-7	БКНС-4	477,8
14	скв. 4698	БГ-17	БКНС-4	447,3
	Общая протяженность НГДУ-1			5481,6
	НГДУ-2			
1	скв. 2690	БГ-7	-	260,7
2	скв. 4738	БГ-7	-	427,5
3	скв. 4884	БГ-7	-	1016,5
4	скв. 6879	БГ-7	-	787,6
5	скв. 2202	БГ-14	-	454,0
6	скв. 7276	Бг-3	-	784,3
7	скв. 6788	БГ-3	-	829,1
8	скв. 7184	БГ-11	-	908,3
9	скв. 8865	БГ-44	-	420,0
10	скв. 9219	БГ-9	-	1332,5
11	скв. 3677	БГ-13А	-	784,4
12	скв. 4510	БГ-9	-	679,4
13	скв. 7500	БГ-9	-	427,4
14	скв. 5047	БГ-15	-	344,4
15	скв. 5349	БГ-3	-	470,4
16	скв. 5419	БГ-10	-	884,1
17	скв. 7282	БГ-1А	-	627,9
18	скв. 7405	БГ-2А	-	961,8
19	скв. 2991	БГ-5А	-	629,0
20	скв. 2983	БГ-5А	-	728,7
21	скв. 2989	БГ-5А	-	570,2
22	скв. 289	БГ-2	-	589,1
23	скв. 2990	БГ-3	-	948,2
24	скв. 7716	БГ-5	-	535,5

окончание таблицы №4

25	скв. 7952	Бг-15	-	677,3
26	скв. 8790	БГ-12	-	627,0
27	скв. 7961	БГ-4	-	682,5
28	скв. 7848	БГ-5	-	202,7
	Общая протяженность НГДУ-2			18590,6
НГДУ-4				
1	скв. 9218	БГ-4А	БКНС-8/9	762,3
2	скв. 3710	ВРП-3	БКНС-7	521,9
3	скв. 4784	ВРП-2	БКНС-7	640,2
4	скв. 4593	БГ-4	БКНС-7	1015,4
5	скв. 7762	БГ-5	БКНС-7	1517,3
6	скв. 2700	БГ-1	Бкнс-8/9	1065,7
	Общая протяженность НГДУ-4			5522,8
Всего протяженности заменяемых нагнетательных трубопроводов к скважинам НГДУ				29595,0

Объем контроля сварных стыков труб физическими методами составляет 100% от общего количества стыков, из них радиографическим методом 25%, остальное ультразвуковой или магнитографический метод.

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

давление испытания на прочность Рисп. = 1,25* Рраб.

давление испытания на герметичность Рисп. = Рраб.

Продолжительность испытания на прочность – 12 ч.

Антикоррозионная изоляция фитингов и арматуры:

надземных – покрытие масляно-битумное (ОСТ 6-10-426-79), в 2 слоя по грунту ГФ-021;

подземных – «весьма усиленная» согласно 9.602-2005, по конструкции №5 ленточное полимерно-битумное:

грунтовка битумная или битумно-полимерная;

лента полимерно-битумная толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);

обёртка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм (один слой).

Тепловая изоляция надземных трубопроводов - маты минераловатные прошивные без обкладок М75 толщиной 60 мм, лист алюминиевый марки АД1Н-0,5.

Тепловая изоляция запорных арматур - шнур теплоизоляционный из минеральной ваты, толщиной 60 мм, лист алюминиевый марки АД1Н-0,8.

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 БГ и 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 168х11 мм, 168х14 мм, 219х10 мм, 219х14, 219х20 мм по ГОСТ 8732-78:

с трехслойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом – подземная часть;

с наружным заводским эпоксидным покрытием – KCC KARUMEL EX4413-L300 – надземная часть.

Рабочее давление трубопроводов Ру = 15,0 МПа.

Высоконапорные трубопроводы относятся к II категории, 1 группе.

Способ укладки – подземный.

Глубина заложения - 1,2 м до верха трубы.

Подключение коллекторов предусмотрена к существующим патрубкам БГ и ВРП. На узле подключения разводящих коллекторов к осевым коллекторам предусмотрены задвижки диаметром 200 мм, давлением Ру-16,0 МПа.

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 (ГОСТ 8732-78), с трехслойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом.

Протяженности заменяемых разводящих высоконапорных водоводов НГДУ приведены в таблице №5.

Таблица №5

№ п/п	Наименование	Диаметры трубопроводов	Протяженность, м
НГДУ-1			
1	от БГ-7 до осевого коллектора 3А	168х14 мм	776,0
2	от БГ-13 до осевого коллектора 3А	168х14 мм	745,0
3	от БКНС-4А до осевого коллектора БГ-1, ВРП	219х10 мм	1863,0
4	от БКНС-5 до БГ-4	168х14 мм	984,0
Общая протяженность НГДУ-1			4368,0
НГДУ-2			
1	от КНС-5а до БГ-10а	219х14 мм	7550,0
2	от БГ-1а до БГ-1	219х14 мм	1146,0
3	от БГ-1 до БГ-2	219х14 мм	1263,0
Общая протяженность НГДУ-2			9959,0
НГДУ-3			
1	от БКНС-1 до осевого коллектора север до БГ-1	219х14 мм	1570,0
2	от БКНС-1 осевой коллектор восток до БГ-2	168х11 мм	497,0
3	от осевого коллектора до ВРП-4а	168х11 мм	652,0
4	от БГ-2 до БГ-1	219х14 мм	1394,0
5	от осевого коллектора север на запад до БГ-2	219х14 мм	1399,0
6	от БГ-2 до БГ-4	168х11 мм	675,0
7	от БГ-2 до БГ-3	168х11 мм	713,0
8	от БКНС-2а осевой коллектор юг до БГ-14	219х14 мм	3022,0
9	от БКНС-2в осевой коллектор юг	219х14 мм	2669,0
10	от осевого коллектора ЮГ до БГ-12	168х11 мм	410,0
11	Водоразводящий коллектор ГУ-65	219х10 мм	205,0
Общая протяженность НГДУ-3			13206,0

окончание таблицы №4

НГДУ-4			
1	от осевого коллектора до БГ-1	219х20 мм	192,0
2	от БКНС-8/9 до 9ряд	219х20 мм	6206,0
3	от БКНС-10 коллектор юго-восток	219х20 мм	1852,0
Общая протяженность НГДУ-4			8250,0
Всего протяженности заменяемых разводящих высоконапорных водоводов			35783,0

Объем контроля сварных стыков труб физическими методами составляет 100% от общего количества стыков, из них радиографическим методом 25%, остальное ультразвуковой или магнитографический метод.

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

давление испытания на прочность Рисп. = 1,25* Рраб;

давление испытания на герметичность Рисп. = Рраб.

Продолжительность испытания на прочность – 12 ч.

Антикоррозионная изоляция фитингов и арматуры:

надземных – покрытие масляно-битумное в 2 слоя по грунту ГФ-021;

подземных – «весьма усиленная» согласно 9.602-2005, по конструкции №5 ленточное полимерно-битумное:

грунтовка битумная или битумно-полимерная;

лента полимерно-битумная толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);

обёртка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм (один слой).

Тепловая изоляция надземных трубопроводов:

до Ду10 мм - шнур теплоизоляционный из минеральной ваты марки 200 в оплетке из нити стеклянной толщиной 60 мм, лист алюминиевый марки АД1Н-0,5;

от Ду100 мм до Ду200 мм - маты минераловатные прошивные без обкладок М75 толщиной 60 мм, лист алюминиевый марки АД1Н-0,5;

от Ду200 мм и выше - маты минераловатные прошивные 2М-100 в обкладках из металлической сетки 12,5-0,5 толщиной 60 мм, лист алюминиевый марки АД1Н-0,8.

Тепловая изоляция запорных арматур:

до Ду50 мм - шнур теплоизоляционный из минеральной ваты, толщиной 60 мм, лист алюминиевый марки АД1Н-0,8;

от Ду50 мм до Ду200 мм - маты минераловатные прошивные 2М-100 в обкладках из металлической сетки 12,5-0,5 толщиной 60 мм, лист алюминиевый марки АД1Н-0,8.

Реконструкция низконапорных коллекторов сточной и морской воды

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

Рабочим проектом предусмотрено строительство коллекторов сточной и морской воды.

Коллекторы выполнены из труб электросварных со спиральным швом из стали марки Ст.20, диаметром 820х10 мм по ГОСТ 20295-85:

с наружным заводским эпоксидным покрытием KCC KARUMEL EX4413-L300 и внутренним покрытием на основе эпоксидной смолы HEMPADUR HEMPEL S 35560 – надземная часть;

с внешним трехслойным полиэтиленовым покрытием 3LPE и внутренним эпоксидным покрытием HEMPEL 35560 – подземная часть.

Рабочее давление трубопроводов Ру = 25 кгс/см^2.

Трубопроводы сточной и морской воды относятся к III категории, 1группе.

Способ укладки – надземный, на опорах высотой 0,35 м до низа трубы.

Подключение коллекторов предусматривается к существующим узлам подключений.

На узлах подключений предусмотрены задвижки соответствующего диаметра.

По трассе коллекторов предусмотрены воздушные патрубки.

Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из труб электросварная со спиральным швом из стали марки Ст.20, диаметром 1020х12 мм (ГОСТ 20295-85) с внешним трехслойным полиэтиленовым покрытием 3LPEи внутренним эпоксидным покрытием HEMPEL 35560.

Протяженности заменяемых коллекторов сточной и морской воды приведены в таблице №6.

Таблица №6

№	Наименование	Диаметр	Способ прокладки	Протяженность, м
1	Водовод от узла НСМ-4 до узла н/п-6	820х10 мм	надземный	9481,0

Технологические коммуникации

Настоящим рабочим проектом планируется замена существующих изношенных технологических трубопроводов Установок предварительного сброса воды №1 и №2 (далее - УПСВ-1, УПСВ-2) и Цеха подготовки и перекачки нефти (далее - ЦППН).

Перечень, характеристика, протяженность, способ прокладки, величина давления испытания на прочность и герметичность, процент контроля сварных соединений физическими методами технологических трубопроводов, подлежащих замене приведены в таблице №7.

Таблица №7

Параметры	УПСВ-1		
Наименование трубопровода	Выход нефти насосов Н1/1-4 до ПТБ 10/64 1-5	Водовод сточной воды от отстойников ОГ N1-6 до РВС N1,2	Водовод сточной воды от задв. N800 РВС-5 до задв. N504 на прием насосов Н-7
Диаметр, толщина стенки и протяженность; мм; м	530х12, 33,0 325х12-556,0 219х14-80,0 57х6-10,0	530х12-220,0 219х14-61,0	820х10-142,5 530х10
ГОСТ, ТУ	ГОСТ 20295-85 ГОСТ 8732-78 ГОСТ 8732-78 ГОСТ 8732-78	ГОСТ 20295-85 ГОСТ 8732-78	ГОСТ 20295-85 ГОСТ 20295-85
Марка стали	В20	В20	В20
Давление рабочее, МПа	1,0	0,3	0,3
Категория тр-да	III	V	V
Группа	Б(б)	В	В

продолжение таблицы №7

Давление испытания, МПа: на прочность, на герметичность	1,25 1,0	0,38 0,3	0,38 0,3
Контроль сварных соединений радио-графическим методам, %	2	Не проводится	Не проводится
Способ прокладки	Надземно	Надземно	Подземно
Параметры	УПСВ-2		
Наименование трубопровода	Водовод сточной воды от УДО-2 до РВС N1,2,3	Линия выхода нефти от КСУ до насосов НК560/180 N1-4	Линия выхода нефти от насосов НК560/180 N1-4 до задвижки N44,45
Диаметр, толщина стенки и протяженность; мм; м	720х10-442,0 530х10-41,5 114х10-0,5	325х12-583,0	720х10-107,0
ГОСТ, ТУ	ГОСТ 20295-85 ГОСТ 20295-85 ГОСТ 8732-78	ГОСТ 8732-78	ГОСТ 20295-85
Марка стали	В20	В20	В20
Давление рабочее, МПа	0,1	0,1	0,1
Категория тр-да	III	III	III
Группа	Б(б)	Б(б)	Б(б)
Давление испытания, МПа: на прочность, на герметичность	0,2 0,1	0,2 0,1	0,2 0,1
Контроль сварных соединений радио-графическим методам, %	2	2	2
Способ прокладки	Надземно	Подземно	Подземно
Параметры	ЦППН		
Наименование трубопровода	Трубопровод технологического парка от РВС N4 до РВСN2	Трубопровод товарного парка от РВС N5 до КНС	Трубопровод технологического парка от РВС N3 до задвижки N312
Диаметр, толщина стенки и протяженность; мм; м	720х10-442,0 530х10-41,5 114х10-0,5	325х12-583,0	720х10-107,0
ГОСТ, ТУ	ГОСТ 20295-85 ГОСТ 20295-85 ГОСТ 8732-78	ГОСТ 8732-78	ГОСТ 20295-85
Марка стали	В20	В20	В20
Давление рабочее, МПа	0,1	0,1	0,1
Категория тр-да	III	III	III
Группа	Б(б)	Б(б)	Б(б)
Давление испытания, МПа: на прочность, на герметичность	0,2 0,1	0,2 0,1	0,2 0,1

окончание таблицы №7

Контроль сварных соединений радио-графическим методам, %	2	2	2
Способ прокладки	Надземно	Подземно	Подземно
Параметры	ГУ		
Наименование трубопровода	Нефтепроводы внутри ГУ-21	Нефтепроводы внутри ГУ-22	Нефтепроводы внутри ГУ-23
Диаметр, толщина стенки и протяженность; мм; м	325х14-32,1 219х10-48,2	325х14-60,0 219х10-99,0	325х14-50
ГОСТ, ТУ	ГОСТ 8732-78	ГОСТ 8732-78	ГОСТ 8732-78
Марка стали	В20	В20	В20
Давление рабочее, МПа	4,0	4,0	4,0
Категория тр-да			
Группа			
Давление испытания, МПа: на прочность, на герметичность	5 4	5 4	5 4
Контроль сварных соединений радио-графическим методам, %	20	20	20
Способ прокладки	Надземно	Надземно	Надземно

Строительство и монтаж трубопроводов предусмотрен в соответствии с требованиями СП РК 3.05-103-2014 г.

Технологические трубопроводы диаметром 325х12 мм выполнены из стальных бесшовных труб по ГОСТ 8732-78:

с трехслойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом – подземная часть;

с наружным заводским эпоксидным покрытием – KCC KARUMEL EX4413-L300 – надземная часть.

Технологические трубопроводы диаметрами 530х12 мм, 720х10 мм, 820х10 мм выполнены из труб электросварная со спиральным швом из стали марки Ст.20, по ГОСТ 20295-85:

с наружным заводским эпоксидным покрытием KCC KARUMEL EX4413-L300 и внутренним покрытием на основе эпоксидной смолы HEMPADUR HEMPEL S 35560 – надземная часть;

с внешним трехслойным полиэтиленовым покрытием 3LPE и внутренним эпоксидным покрытием HEMPEL 35560 – подземная часть.

Для улучшения транспортных характеристик продукции надземные участки трубопроводов нефти, воды 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 1,2-1,5 м до верха трубы.

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

Антикоррозионная защита надземных фитингов и арматуры предусмотрена лакокрасочное в два слоя по грунтовке ГФ-021.

Антикоррозионная изоляция подземных фитингов – «весьма усиленная» полимерными липкими лентами по ГОСТ 9.602-89. Общая толщина изоляции – 1,7 мм.

Газоснабжение наружное

Состав сооружений и выбор оборудования определился на основании перечня газопроводов промысловых объектов АО «Озенмунайгаз» АО РД «КазМунайГаз», подлежащих реконструкции.

Состав сооружений: топливные газопроводы НГДУ-3.

Топливные газопроводы НГДУ-3

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

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

Газопроводы выполнены из стальных бесшовных труб по ГОСТ 8732-78:

диаметром 219х10 мм, с трехслойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом – подземная часть;

диаметром 219х10 мм, с наружным заводским эпоксидным покрытием – КСС KARUMEL EX4413-L300 – надземная часть.

Общая протяженность газопроводов НГДУ-3 составляет – 616,0 м.

Газопроводы прокладывается подземно на глубине 1,2 м до верха трубы.

Рабочее давление газопроводов – 0,3 МПа.

Для дальнейшего определения положения газопроводов, а также на поворотах и ответвлениях установлены опознавательные знаки. Настоящим рабочим проектом предусмотрено расстояние между опознавательными знаками не более 1000 м. Опознавательных знаки следует располагать на расстоянии 1 м от оси трубопровода справа по ходу труб. При пересечениях с автодорогой опознавательные знаки устанавливаются с обеих сторон автодороги.

Проектируемые газопроводы согласно СН РК 4.03-01-2011 классифицируется как газопроводы среднего давления.

Сварные стыки газопровода согласно СН РК 4.03-01-2011 подвергаются неразрушающему методу контроля в объеме 50%. Стыки вваривaемых вставок, арматуры контролируется в объеме 50% радиографическим методом.

По окончании монтажа газопроводы подлежат испытанию на герметичность.

Испытания газопроводов на герметичность проводят путем подачи в газопровод сжатого воздуха и создания в газопроводе испытательного давления. Согласно СН РК 4.03-01-2011 давление испытания Рисп=0,6 МПа в течении 24 ч.

Антикоррозийное покрытие подземных фитингов газопровода согласно требованиям, ГОСТ 9.602-2005, «весьма усиленная»:

битумно-полимерная грунтовка НК-50;

три слоя ленты поливинилхлоридной изоляционной ленты ПВХ-Б;

один слой защитной обертки типа ПЭКОМ.

Надземные фитинги и арматуры газопровода следует защищать от атмосферной коррозии в соответствии с требованиями ГОСТ 9.101-78* и ОСТ РК 5.03-04-2003.

Наружный надземный газопровод защищается от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки и двух слоев перхлорвиниловой эмали ПФ11.

Основные технические показатели:

общая протяженность заменяемых выкидных линий – 56992,9 м;

общая протяженность заменяемых нагнетательных трубопроводов к скважинам НГДУ – 29595,0 м;

общая протяженность заменяемых коллекторов – 94171,7 м;

общая протяженности заменяемых высоконапорных водоводов - 35783,0 м;

6.2.3 Архитектурно-строительные решения

Рабочим проектом предусмотрены следующие сооружения:

подвижные и неподвижные опоры;

площадки обслуживания и переходы;

технологические колодцы.

Подвижные и неподвижные опоры

Подвижные и неподвижные опоры приняты из бетона класса В15 с закладными деталями по серии 3.400-6/76 и индивидуального изготовления из листовой стали (ГОСТ 19903-2015) и арматуры диаметром 12 мм класса А-III(А400) по ГОСТ 5781-82. Армирование принято из сварных сеток (ГОСТ 23279-2012) из арматуры диаметром 10, 12 мм класса А-I(А240). Для поднятия трубопроводов на необходимые отметки на закладные детали предусмотрена установка стоек из труб диаметром 89х4, 325х10 мм (ГОСТ 8732-78) с оголовком из листовой стали толщиной 8, 10 мм по ГОСТ 19903-2015. Неподвижные опоры предусмотрены с каркасом из швеллеров №24 (ГОСТ 8240-97), уголка 90х7 мм (ГОСТ 8509-93) и листовой стали толщиной 10 мм по ГОСТ 19903-2015.

Площадки обслуживания и переходы

Площадки обслуживания и переходы приняты металлическими с площадками, лестницами, ограждениями по серии 1.450.3-6 со стойками из швеллеров № 10, 12 (ГОСТ 8240-97) и труб диаметром 89х5 мм по ГОСТ 8732-78. Монтаж металлических конструкций предусмотрен на фундаменты из бетона класса В15 через закладные детали по серии 3.400-6/76.

Технологические колодцы

Технологические колодцы приняты в монолитном железобетонном исполнении со сборным опорным кольцом КО6 (серия 3.900.1-14) под люк чугунный «ЛВ» по ГОСТ 3634-99. Бетон принят класса В15. Армирование предусмотрено из сварных сеток (ГОСТ 23279-2012) из арматуры диаметром 12 мм класса А-III(А400) по ГОСТ 5781-82. Для обслуживания колодца предусмотрена металлическая лестница из уголков 75х6 мм и арматуры диаметром 25 мм класса А-I(А240) по ГОСТ 5781-82.

Мероприятия по защите строительных конструкций и сооружений от коррозии

Бетон для бетонных и железобетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе. Под бетонными и железобетонными конструкциями предусмотрена подготовка из щебня толщиной 50 мм, пропитанного битумом.

Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазаны битумом БН70/30 за два раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Перед устройством сооружений предусмотрено уплотнение просадочного грунта основания вибротрамбовками.

Металлические конструкции окрашены эмалевой краской ПФ 115 по грунту из лака ГФ-021.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

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

размещение установок;
классификация зон;
осуществление надзора с помощью контрольно-измерительных приборов;
запуск и отключение оборудования;
системы защиты от превышения давления;
изоляция оборудования;
технические характеристики;
проектирование оборудования;
дренажи;
маршруты для эвакуации;
оборудование для противопожарных целей безопасности;
процедуры безопасности при строительстве объектов.

Проектируемые сооружения размещены на безопасном расстоянии от существующих промышленных и гражданских сооружений, инженерных сетей в соответствии с санитарно-защитными зонами и противопожарными расстояниями.

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

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

Покрытие площадок предусмотрено в твердом исполнении на 0,15 м выше планировочной отметки земли.

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

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

При надземной прокладке трубопроводы укладываются на несгораемые бетонные опоры.

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

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

Антикоррозийная защита металлических конструкций: все металлические конструкции подвергаются окраске в соответствии со СП РК 2.01-101-2013.

Предусматривается устранение просадочных свойств грунтов за счет предварительного трамбования грунтов тяжелыми трамбовками.

Предусмотрены мероприятия, исключающие затопление территории: вертикальная планировка территории, устройство площадок в насыпи, устройство монтажно-аварийных проездов для прокладки трубопроводов и воздушных линий электропередач.

Детальные мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций должны быть разработаны Владельцем предприятия при составлении Декларации безопасности на месторождении в соответствии с Законом Республики Казахстан от 5 июля 1996 года №19-I «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера» и постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 мая 2000 года №64 «Об утверждении Правил представления и формы Декларации безопасности промышленного объекта».

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 17 октября 2018 года №KZ29VQR00012344.

6.4 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Рабочим проектом проектируется замена изношенных трубопроводов на месторождении Узень. Прокладка новых сетей предусмотрена параллельно действующим, без остановки производства предприятия. Производство проектируемых работ на территории действующего объекта, в пределах установленной СЗЗ предприятия АО «Озенмунайгаз».

В рабочем проекте предусмотрены санитарно-эпидемиологические требования к производственным процессам и технологическому оборудованию.

Технологическое оборудование оснащается средствами автоматизации, дистанционного контроля и управления.

Предусматривается комплекс мероприятий по предупреждению коррозии производственного оборудования.

Для обслуживающего персонала технологических трубопроводов, предусмотрены площадки обслуживания и переходы.

На территории действующего месторождения, предусмотрено наружное освещение территории.

Для бытового обслуживания работающих, на территории месторождения Узень имеются существующие бытовые помещения оборудованные: гардеробными, душевыми, помещениями для сушки одежды и обуви. Питание и медицинское обслуживание работающих предусмотрено в существующей столовой и медицинском пункте, действующих на месторождении Узень.

Доставку работающих на строительные площадки организовывают автобусом. Для обеспечения хозяйственно-бытовых нужд работающего персонала, предусматривается вода питьевого качества. На всех участках и в бытовых помещениях предусматриваются аптечки первой медицинской помощи.

Работающих обеспечивают специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты, в соответствии с действующими отраслевыми нормами для объектов нефтедобывающей промышленности.

Производство проектируемых работ на территории действующего месторождения Узень, предприятия АО «Озенмунайгаз», для которого ранее установлен размер СЗЗ – 1000 метров. Согласно санитарной классификации производственных объектов Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 года №237, объект относится к 1 классу

опасности. Ближайшим населенным пунктом является город Жанаозен, расположенный более 10 километров от месторождения. Производство строительно-монтажных работ кратковременное, не классифицируется, размер СЗЗ не устанавливается.

6.5 Организация строительства

Расчет продолжительности строительства и расчет задела по годам выполнены согласно СН РК 1.03-02-2014, СП РК 1.03-102-2014 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений» часть II – Транспортное строительство. Б.1.5 Магистральный трубопроводный транспорт.

Продолжительность строительства составляет 14 месяцев.

Распределение инвестиций (заделы) по годам строительства:

2019 год - 79%;

2020 год - 21%.

Начало работ предусмотрено в первом квартале 2019 года (письмо АО «Озенмунайгаз» от 25 сентября 2018 года №165-11-13/4099).

Строительство будет осуществляться в два периода:

подготовительный;

основной.

В подготовительный период необходимо выполнить следующие работы:

установка временных зданий и сооружений;

организация открытых площадок складирования;

обеспечение строительства электроэнергией, теплом, водой, связью;

доставка на объект строительной техники, материалов, конструкций, оборудования;

формирование рабочих бригад.

В основной период выполняются строительно-монтажные работы по возведению всех запроектированных сооружений со сдачей объекта в эксплуатацию.

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).

Контроль качества строительно-монтажных работ осуществляется специальными службами, созданными в строительной организации, оснащенными средствами, приборами, приспособлениями, обеспечивающими необходимую достоверность и полноту контроля.

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 2018.4) по выпуску сметной документации в текущих ценах 4 квартала 2018 г.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015. Изменения и дополнения. Выпуск 13;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы ЭСН РК 8.04-02-2015. Изменения и дополнения. Выпуск 13;

сборники сметных цен в текущем уровне на строительные материалы, изделия и конструкции ССЦ РК 8.04-08-2018. Выпуск 3;

сборник сметных цен в текущем уровне на эксплуатацию строительных машин и механизмов СЦЭМ РК 8.04-11-2017. Выпуск 13;

сборник сметных цен в текущем уровне на инженерное оборудование объектов строительства ССЦ РК 8.04-09-2017. Выпуск 2;

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

сборник сметных цен в текущем уровне на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2017. Выпуск 1;

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

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

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

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

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

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

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

Сметная стоимость определена в ценах 2018 года. Переход к прогнозной сметной стоимости на 2019-2020 гг. выполнен с учетом норм задела объема инвестиций по годам строительства, прогнозного уровня инфляции, установленного согласно приложению 1 «Прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан на 2019-2023 годы», протокол заседания Правительства Республики Казахстан от 28 августа 2018 года №33.

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

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе

экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям филиала по Западному региону РГП «Госэкспертиза» в рабочий проект «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ (нефтегазодобывающие управление) -1, 2, 3, 4 и УПНиПО (управление подготовки нефти и производственного обслуживания)» внесены следующие изменения и дополнения:

Генеральный план:

1) представлен раздел ГП.

Технологические решения:

2) приведены в соответствие «Спецификации оборудований и материалов» на демонтажные работы на основании дефектных ведомостей, выданных НГДУ-1, 2, 3, 4. Откорректированы объемы работ.

Архитектурно-строительные решения:

3) откорректирована комплектация раздела с выделением чертежей генерального плана в отдельный раздел рабочего проекта;

4) откорректированы ссылочные нормативные документы;

5) откорректированы чертежи переходов под дорогами в каналах. Приняты лотки и плиты их перекрытий по одной серии с габаритами в соответствии с серией 3.006.1-8;

6) откорректировано армирование фундаментов опор;

7) доработаны чертежи перехода П-1.

Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам:

8) откорректирована ссылка на нормативные документы в области госсанэпиднадзора, на основании которых проводится экспертиза рабочего проекта;

9) откорректирован раздел ПОС в соответствии с требованиями Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкцию, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №177.

Сметная документация:

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

11) объемы приведены в соответствие с рабочим проектом.

7.2 Оценка проектных решений

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

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

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

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

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

Рабочий проект соответствует требованиям Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» Приложение 4 к приказу Министра национальной экономики РК «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года №236, «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 года №237, «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкцию, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №177.

Таблица №8

Основные технико-экономические показатели по рабочему проекту

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			Заявленные	Рекомендуемые к утверждению
1	Общая протяженность заменяемых выкидных линий	м	56992,9	56992,9
2	Общая протяженность заменяемых нагнетательных трубопроводов к скважинам НГДУ	м	29595,0	29595,0
3	Общая протяженность заменяемых коллекторов	м	94171,7	94171,7
4	Общая протяженность заменяемых высоконапорных водоводов	м	35783,0	35783,0
5	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2018-2020 годов, в том числе: СМР; оборудование прочие	млн. тенге	14947,362 12592,456 420,450 1934,456	14666,842 12391,683 385,335 1889,824
6	Из них: на 2018 год (ПИР, экспертиза) на 2019 год на 2020 год	млн. тенге		54,122 11436,204 3176,516
7	Продолжительность строительства	мес.	14	14

Снижение сметной стоимости вызвано приведением объемов и расценок согласно рабочих чертежей, утвержденным прайс-листам и нормативной базе цен 2018 года.

8. ВЫВОДЫ

1.С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ (нефтегазодобывающие управление) -1, 2, 3, 4 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 заменяемых выкидных линий - 56992,9 м;
общая протяженность заменяемых нагнетательных трубопроводов к скважинам НГДУ - 29595,0 м;
общая протяженность заменяемых коллекторов - 94171,7 м;
общая протяженности заменяемых высоконапорных водоводов - 35783,0 м;
общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2018-2020 годов - 14666,842 млн. тенге;
в том числе СМР - 12391,683 млн. тенге;
оборудование - 385,335 млн. тенге,
прочие - 1889,824 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 15 октября 2018 года №01-1515.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. «1,2,3,4-МГӨБ (мұнай-газ өндіру басқармасы) және МДжӨҚБ (мұнай дайындау және өндірістік қызмет көрсету басқармасы) мұнай өндіру объектілерінің мұнай құбырларын және су таратқыштарын реконструкциялау» 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:

ауыстырылатын лақтырма желілерінің жалпы ұзындығы - 56992,9 метр;
МГӨБ ұңғымаларына дейінгі ауыстырылатын айдау құбыр желілерінің жалпы ұзындығы - 29595,0 метр;
ауыстырылатын коллекторлардың жалпы ұзындығы - 94171,7 метр;
ауыстырылатын жоғары қысымды су желілерінің жалпы ұзындығы - 35783,0 метр;
2018-2020 жылдардағы ағымдағы және болжамдағы бағалардағы құрылыстың жалпы сметалық құны - 14666,842 млн. теңге;
оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары - 12391,683 млн. теңге;
жабдық - 385,335 млн. теңге,
өзгеде - 1889,824 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 2018 жылғы 15 қазандағы №01-1515 шарттың талаптарына сәйкес «Өзенмұнайгаз» АҚ кепілдік етеді.

Мыңбаев Қ.Т.

Директор

Шапабаева Л.П.

Эксперт

Стахарная М.А.

Главный специалист

Мороз Г.А.

Эксперт

Касаткин А.В.

Эксперт

Куварзина Э.Б.

Начальник производственного отдела

Сивинцева Н.Р.

Эксперт

Номер: R01-0036/18
Дата: 24.12.2018

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛІГІНІҢ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ» РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы
130000 Ақтау қаласы, өндірістік аумақ № 3,
ғимарат 10, тел: 8/7292/ 30-12-89,
d.kantselyariya@energo.gov.kz

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Актау, промышленная зона № 3,
здание 10, телефон: 8/7292/ 30-12-89,
d.kantselyariya@energo.gov.kz

АО «Озенмунайгаз»

Заключение государственной экологической экспертизы на РП "Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ (нефтегазодобывающие управление)-1, 2, 3, 4 и УПНиПО (управление подготовки нефти и производственного обслуживания)"

Материалы разработаны: ТОО «Проектно Строительный Центр» Государственная лицензия № 01333Р от 12.02.2010 года

Заказчик материалов проекта: АО «Озенмунайгаз».

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

- «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1,2,3,4 и УПНиПО» ;
- раздел «Охрана окружающей среды».

Материалы поступили 27.10.2018 г. вх. № R01-03/00046 и рассмотрены на заседании комиссии государственной экологической экспертизы от 24.12.2018г.

Общие сведения

Район строительства находится на территории НГДУ-1,2,3,4 и УПН и ПО АО«Озенмунайгаз». В геоморфологическом отношении территория НГДУ – 1,2,3,4 расположены в пределах Южный Мангышлак. Район находится в Мангистауской области Республики Казахстан в пределах Мангышлакского полуострова и представляет собой слабовсхолмленную поверхность, с отметками от 270 мм до 315 мм. Его западная граница определяется береговой ли- нией Каспийского моря. По физико-географическим характеристикам район относится к 4-ому климатическому поясу.

Период строительства-**14 месяцев.**

Основные проектные и технологические решения

Данным проектом предусматривается замена изношенных промысловых трубопроводов м/р Узень.

Настоящим проектом предусматривается следующие проектные решения:

- Реконструкция выкидных трубопроводов от добывающих скважин до замерных установок;
- Реконструкция нефтесборных коллекторов от ЗУ до ГУ и от ГУ до осевого коллектора;
- 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 нефтесборных коллекторов от ГУ;
- Реконструкция низконапорных коллекторов морской и сточной воды;
- Реконструкция технологических трубопроводов УПСВ-1, УПСВ-2 и ЦППН.

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).

Подземная часть выкидных линий выполнены из стальных бесшовных труб Ø114х8 по ГОСТ 8732-78, с 3-х слойной наружной заводской изоляцией экструдиро- ванным полиэтиленом.

Надземная часть выкидных линий выполнены из стальных бесшовных труб Ø114х8 по ГОСТ 8732-78, с наружным заводским эпоксидным покрытием – KCC KARUMEL EX4413-L300.

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

Способ укладки – подземный.

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

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

По трассе выкидных линий предусмотрены стояки для продавки и пропарки Ду80 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, проектом предусмотрен узел подогрева. Узел подогрева предназначен для подключения печи подогрева и состоит 2-х патрубков с задвижками Ду100-4,0МПа и байпасной линии с

задвижкой Ду100-4,0МПа. Подогрев осуществляется передвижным подогревающей установкой или путевым подогревателем по необходимости, который будет отражен в другом проекте.

Подключение выкидных линий предусматривается к существующим патрубкам ЗУ.

По окончании монтажа нефтепроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность.

Реконструкция нефтесборных (сточных) коллекторов

Нефтесборные коллекторы от ЗУ до ГУ и от ГУ до осевых коллекторов выполнены:

- Подземная часть выполнены из стальных бесшовных труб Ø219х10 по ГОСТ 8732-78, с 3-х слойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом.
- Надземная часть выполнены из стальных бесшовных труб Ø219х10 по ГОСТ 8732-78, с наружным заводским эпоксидным покрытием – KCC KARUMEL EX4413-L300. Также предусматривается демонтаж существующих устаревших трубопроводов. 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 по ГОСТ 8732-78, с 3-х слойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом.

По окончании монтажа нефтепроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность.

Реконструкция коллекторов от ГУ до НП.

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

Нефтесборные коллекторы выполнены из труб электросварная со спиральным швом из стали марки Ст.20, Ø530х12мм, Ø720х12мм по ГОСТ 20295-85:

- с наружным заводским эпоксидным покрытием KCC KARUMEL EX4413-L300 и внутренним покрытием на основе эпоксидной смолы HEMPADUR HEMPEL S 35560 – надземная часть;
- с внешним трехслойным полиэтиленовым покрытием 3LPE и внутренним эпоксидным покрытием HEMPEL 35560 – подземная часть.

Также предусматривается демонтаж существующих устаревших трубопроводов.

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

Коллекторы прокладываются в подземном и в надземном варианте. Глубина заложения подземных коллекторов проектом принята – 1,2 м до верха трубы. Надземный коллектор прокладывается на высоте 0,35м до низа трубы. Шаг опор не более 12,0м. Врезка коллекторов предусматривается 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.

По окончании монтажа нефтепроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность.

Заводнение пластов

Проектными решениями по объекту «Реконструкция нефтепроводов и водово- дов объектов нефтедобычи НГДУ-1,2,3,4 и УПНиПО» предусматривается, в соответ- ствии с заданием на проектирование, реконструкция следующих основных сооружений:

-Реконструкция высоконапорных водопроводов от Блоков гребенок (БГ) и водо-распределительных пунктов (ВРП) до нагнетательных скважин;

- Реконструкция разводящих высоконапорных коллекторов от осевых коллекто-ров до БГ и ВРП;

- Реконструкция низконапорных коллекторов сточной и морской воды.

Реконструкция высоконапорных водопроводов от Блоков гре- бенок (БГ) и водораспределительных пунктов (ВРП) до нагнетательных скважин

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

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

Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченно- го типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб Ø325х6 по ГОСТ 8732-78, с 3-х слойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом.

По окончании монтажа водопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность.

Антикоррозионная изоляция фитингов и арматуры:

- надземных – покрытие масляно-битумное, в 2 слоя по грунту ГФ-021, ГОСТ 25129-82;

- подземных – «весьма усиленная», по конструкции №5 ленточное полимерно-битумное:

- грунтовка битумная или битумно-полимерная;
- лента полимерно-битумная толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);
- обёртка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм (один слой),

Реконструкция разводящих высоконапорных коллекторов от осевых коллекторов до БГ и ВРП

Глубина заложения - 1,2м до верха трубы.

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

Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченно- го типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб Ø426х10 по ГОСТ 8732-78, с 3-х слойной наружной заводской изоляцией экструдированным поли- этиленом.

По окончании монтажа водопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность.

Антикоррозионная изоляция фитингов и арматуры:

- надземных – покрытие масляно-битумное, в 2 слоя по грунту;
- подземных – «весьма усиленная» согласно 9.602-2005, по конструкции №5 ленточное полимерно-битумное:

- грунтовка битумная или битумно-полимерная;
- лента полимерно-битумная толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);
- обёртка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм (один слой),

Реконструкция коллекторов сточной и морской воды

Способ укладки – надземный, на опорах высотой 0,35 м до низа трубы. Подключение коллекторов предусматривается к существующим узлам подключений.

На узлах подключений предусмотрены задвижки соответствующего диаметра. По трассе коллекторов предусмотрены воздушные патрубки.

Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченно- го типов, предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из труб электросварная со спиральным швом из стали марки Ст.20, Ø1020х12мм по ГОСТ 20295-85с внешним трехслойным полиэтиленовым покрытием 3LPE и внутренним эпоксидным покрытием HEMPEL 35560.

Антикоррозионная изоляция фитингов и арматуры:

- надземных – покрытие масляно-битумное, , в 2 слоя по грунту;
- подземных – «весьма усиленная» согласно 9.602-2005, по конструкции №5 ленточное полимерно-битумное:

- грунтовка битумная или битумно-полимерная;
- лента полимерно-битумная толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);
- обёртка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм (один слой),

Технологические трубопроводы

Надземные трубопроводы прокладываются на опорах на высоте 0.3-0.6м до низа

трубы, а также по существующим эстакадам на высоте до 2.0м.

Подземные трубопроводы прокладываются на глубине 1,2-1,5 м до верха трубы.

Антикоррозионная защита надземных фитингов и арматуры предусмотрена лакокрасочное в два слоя по грунтовке ГФ-021.

Антикоррозионная изоляция подземных фитингов – «весьма усиленная» полимерными липкими лентами по ГОСТ 9.602-89. Общая толщина изоляции – 1,7 мм.

Газоснабжение наружное

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

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

Газопроводы выполнены из стальных бесшовных труб по ГОСТ 8732-78:

- Ø219х10, с 3-х слойной наружной заводской изоляцией экструдированным полиэтиленом – подземная часть;
- Ø219х10, с наружным заводским эпоксидным покрытием – KCC KARUMEL EX4413-L300 – надземная часть.

Газопроводы прокладывается подземно на глубине 1.2 м до верха трубы. Рабочее давление газопроводов- 0.3 МПа.

Для дальнейшего определения положения газопроводов, а также на поворотах и ответвлениях следует установить опознавательные знаки. Настоящим проектом предусмотрено расстояние между опознавательными знаками не более 1000 м. Опознавательных знаки следует располагать на расстоянии 1 м от оси трубопровода справа по ходу труб. При пересечениях с автодорогой опознавательные знаки устанавливаются с обеих сторон автодороги.

Проектируемые газопроводы согласно СН РК 4.03-01-2011 классифицируется как газопроводы среднего давления.

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

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

Антикоррозийное покрытие подземных фитингов газопровода согласно требованиям ГОСТ 9.602-2005, «весьма усиленная":

- Битумно-полимерная грунтовка НК-50;
- Три слоя ленты поливинилхлоридной изоляционной ленты ПВХ-Б;
- Один слой защитной обертки типа ПЭКОМ.

Краткая характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха на

период строительно-монтажных работ.

Основными загрязняющими атмосферу веществами при строительстве будут вещества, выделяемые при работе двигателей строительной техники и транспорта, а также пыль, образуемая при их движении и при осуществлении земляных работ.

Строительная техника и транспорт, которые будут использоваться при реконструкции, являются основными источниками неорганизованных выбросов.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в период строительно-монтажных работ составляет **10 ед.** в том числе: организованных – 4 ед., неорганизованных - 6 ед.

Источники выделения неорганизованных выбросов в период строительно-монтажных работ:

- битумный котел, номер источника 0001;
- агрегат сварочный с дизельным двигателем, номер источника 0002;
- компрессор передвижной, с дизельным двигателем, номер источника 0003;
- электростанция передвижная, номер источника 0004;
- экскаватор, номер источника 6001;
- бульдозер, номер источника 6002;
- сварочные работы, номер источника 6003;
- газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси, номер источника 6004;
- покрасочные работы, номер источника 6005;
- ДВС машин и механизмов, номер источника 6006.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при эксплуатации не предусмотрены, так как реконструкция будет проводиться существующих объектов.

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2018-2022г.г. приведены в приложении *1 (на 3 стр.).* Данное заключение ГЭЭ без указанного приложения недействительно.

В связи с тем, что выбросы ***в процессе реконструкции*** нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ 1,2,3,4 и УПНиПО, носит залповый и кратковременный характер и весь объем выбросов в процессе строительства разделяется на несколько временных отрезков – поочередную, в которых основными источниками выбросов в атмосферу является разравнивание, выкапывание, погрузка, перевозка, а также в связи с тем, что остальные выбросы от автотранспорта представляют из себя «передвижные» источники, поэтому расчет рассеивания ВХВ на период строительства проектируемого объекта проводить нецелесообразно.

Санитарно-защитная зона

Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ 1,2,3,4 и УПНиПО, планируется проводит на объектах АО «Озенмунайгаз», для которых установлена общая санитарно-защитная зона **1000 метров.**

Водопотребление и водоотведение предприятия

Подрядная строительная организация должна обеспечить технологический процесс строительства и питьевые нужды работающего персонала технической и питьевой водой. Воду для питья предполагается поставлять автотранспортом в бутылках.

Для расчета потребности в воде использованы следующие показатели:

- только для питьевых целей используется привозная вода в бутылках;
- норма водопотребления на питьевые нужды – 2 литра на человека в смену.
- количество смен 1 по 12 часов.

Наименование потребителей	Количество потребителей	Норма расхода воды л/смена	Расход воды на хозяйственно-бытовые нужды	
			мР^{3}Р/сут	мР^{3}Р/за период работ
Питьевые нужды	25	2	0,05	21,0

Техническая вода используется для нужд:

- строительной техники;
- увлажнение грунтов.

В период строительства проектируемого объекта вода используется для увлажнения грунтов и материалов, согласно технологии строительства запроектированных сооружений.

Вода привозная, доставляется на площадку строительства автотранспортом – поливомоечной машиной.

Расход воды на пылеподавление – **15,0 м3/за период работ.**

На период строительства снабжение технической водой, в том числе на увлажнение грунтов планируется путем привоза воды из ближайших источников.

Реконструкция объектов будет проводиться на месторождении, где имееются существующая инфраструктура.

Образующаяся вода после гидроиспытаний 40,0 м^3 используется повторно, собирается в дренажную емкость и далее передается на УПСВ-1,2.

Водоотведение стоков предусматривается в септик, откуда вывозится специальным автомобильным транспортом подрядными организациями на договорной основе.

Управление отходами

Нормативы размещения отходов производства и потребления при строительстве проектируемого объекта

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
Всего	**3,6267**	-	**3,6267**
в т.ч. отходов производства	**1,4392**	-	**1,4392**
отходов потребления	**1,4392**	-	**1,4392**

Янтарный уровень опасности			
Промасленная ветошь	0,127	-	0,127 Сдается сторонней организацией по дого- вору
Тара из под краски	1,287	-	1,287 Сдается сторонней организацией по дого- вору
Зеленый уровень опасности			
Строительный мусор	0,5	-	0,5 Сдается сторонней организацией по дого- вору
Металлолом	0,5	-	0,5 Сдается сторонней организацией по дого- вору
Огарки сварочных электродов	0,4392	-	0,4392 Сдается сторонней организацией по дого- вору
Коммунальные (твердо-бытовые) отходы	2,1875	-	2,1875 Сдается сторонней организацией по дого- вору

На площадке строительства объекта должно быть временное хранение отходов производства и потребления (но не более шести месяцев), ТБО не более трех дней вывоз на договорной основе со специализированной организацией.

Мероприятия по сокращению выбросов в атмосферный воздух

Производство работ связано с выделением токсичных газов при работе двигателей строительной техники и транспорта, а также с пылеобразованием при их движении и при осуществлении земляных работ.

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ, т.е.:

- своевременное и качественное обслуживание техники;
- сокращение сроков строительства и снижение времени работы строительной техники и транспорта за счет принятых проектных решений;
- сокращение до минимума работы двигателей транспортных средств на холостом ходу;
- исправное техническое состояние используемой строительной техники и транспорта;
- правильный выбор вида топлива, типа двигателя и режима его работы и нагрузки;

- квалификация персонала.

Соблюдение этих мер позволит избежать ситуаций, при которых возможно превышение нормативов содержания загрязняющих веществ в атмосфере.

По завершению работ проектом предусматривается проведение технической рекультивации.

Произведен расчет платежей за загрязнение окружающей среды.

Представлено Заявление об экологических последствиях.

ВЫВОДЫ:

Рассмотрев представленный на государственную экологическую экспертизу проект «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1,2,3,4 и УПНиПО» и раздел «Охрана окружающей среды», Департамент экологии по Мангистауской области **СОГЛАСОВЫВАЕТ** данный проект.

Жумашев Е.М.
И.о. руководителя департамента

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период СМР **(Приложение 1 , стр 3)**

Производство, цех, участок		Номер источника выбросов	Нормативы выбросов загрязняющих веществ								Год достижения ПДВ
			Существующее положение		На 2018-2019 год		На 2020-2022 год		ПДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Организованные источники											
Битумный котел		0001									
0301	Азота диоксид				0,0095	0,0049248	0,0095	0,0049248	0,0095	0,0049248	2019
0304	Азота оксид				0,00154375	0,00080028	0,00154375	0,00080028	0,00154375	0,00080028	2019
0328	Углерод (Сажа)				0,00069444	0,00036	0,00069444	0,00036	0,00069444	0,00036	2019
0330	Сера диоксид				0,01633333	0,0084672	0,01633333	0,0084672	0,01633333	0,0084672	2019
0337	Углерод оксид				0,03859375	0,020007	0,03859375	0,020007	0,03859375	0,020007	2019
2754	Алканы С12-С19				0,00289352	0,0015	0,00289352	0,0015	0,00289352	0,0015	2019
Агрегат сварочный		0002									
0301	Диоксид азота				0,1493333	2,248288	0,1493333	2,248288	0,1493333	2,248288	2019
0304	Оксид азота				0,0373333	0,562072	0,0373333	0,562072	0,0373333	0,562072	2019
0328	Сажа				0,0068056	0,140518	0,0068056	0,140518	0,0068056	0,140518	2019
0330	Диоксид серы				0,0233333	0,351295	0,0233333	0,351295	0,0233333	0,351295	2019

0337	Оксид углерода				0,1205556	1,826734	0,1205556	1,826734	0,1205556	1,826734	2019
0703	Бенз(а)пирен				2,333E-07	3,864E-06	2,333E-07	3,864E-06	2,333E-07	3,864E-06	2019
1325	Формальдегид				0,0023333	0,0351295	0,0023333	0,0351295	0,0023333	0,0351295	2019
2754	Алканы С12-С19				0,0563889	0,843108	0,0563889	0,843108	0,0563889	0,843108	2019
Компрессор		0003									
0301	Диоксид азота				0,0853333	0,626304	0,0853333	0,626304	0,0853333	0,626304	2019
0304	Оксид азота				0,0213333	0,156576	0,0213333	0,156576	0,0213333	0,156576	2019
0328	Сажа				0,0038889	0,039144	0,0038889	0,039144	0,0038889	0,039144	2019
0330	Диоксид серы				0,0133333	0,09786	0,0133333	0,09786	0,0133333	0,09786	2019
0337	Оксид углерода				0,0688889	0,508872	0,0688889	0,508872	0,0688889	0,508872	2019
0703	Бенз(а)пирен				1,333E-07	1,076E-06	1,333E-07	1,076E-06	1,333E-07	1,076E-06	2019
1325	Формальдегид				0,0013333	0,009786	0,0013333	0,009786	0,0013333	0,009786	2019
2754	Алканы С12-С19				0,0322222	0,234864	0,0322222	0,234864	0,0322222	0,234864	2019
Электростанция пере-движная		0004									
0301	Диоксид азота				0,0085333	0,0418432	0,0085333	0,0418432	0,0085333	0,0418432	2019
0304	Оксид азота				0,0021333	0,0104608	0,0021333	0,0104608	0,0021333	0,0104608	2019
0328	Сажа				0,0003889	0,0026152	0,0003889	0,0026152	0,0003889	0,0026152	2019
0330	Диоксид серы				0,0013333	0,006538	0,0013333	0,006538	0,0013333	0,006538	2019
0337	Оксид углерода				0,0068889	0,0339976	0,0068889	0,0339976	0,0068889	0,0339976	2019
0703	Бенз(а)пирен				1,333E-08	7,192E-08	1,333E-08	7,192E-08	1,333E-08	7,192E-08	2019

1325	Формальдегид				0,0001333	0,0006538	0,0001333	0,0006538	0,0001333	0,0006538	2019
2754	Алканы С12-С19				0,0032222	0,0156912	0,0032222	0,0156912	0,0032222	0,0156912	2019
Итого по организованным					**0,71460887**	**7,828414592**	**0,71460887**	**7,828414592**	**0,71460887**	**7,828414592**	
Неорганизованные источники											
Работа экскаватора		6001									
2909	Пыль неорганическая				0,1598	1,6911	0,1598	1,6911	0,1598	1,6911	2019
Работа бульдозера		6002									
2909	Пыль неорганическая				0,0477	0,2144	0,0477	0,2144	0,0477	0,2144	2019
Сварочные работы		6003									
0123	Оксиды железа				0,0086619	0,3130032	0,0086619	0,3130032	0,0086619	0,3130032	2019
0143	Оксиды марганца				0,0007455	0,0269376	0,0007455	0,0269376	0,0007455	0,0269376	2019
0301	Диоксид азота				0,0012154	0,04392	0,0012154	0,04392	0,0012154	0,04392	2019
0337	Оксид углерода				0,0107767	0,389424	0,0107767	0,389424	0,0107767	0,389424	2019
0342	Фтористый водород				0,0006077	0,02196	0,0006077	0,02196	0,0006077	0,02196	2019
0344	Фториды				0,0011344	0,040992	0,0011344	0,040992	0,0011344	0,040992	2019
2908	Пыль неорганическая				0,0026739	0,096624	0,0026739	0,096624	0,0026739	0,096624	2019
Сварочные работы		6004									
0301	Диоксид азота				0,0203333	0,060885	0,0203333	0,060885	0,0203333	0,060885	2019

Покрасочные работы		6005									
0616	Ксилол				2,604000	2,234925	2,604000	2,234925	2,604000	2,234925	2019
0621	Толуол				0,035030	0,031527	0,035030	0,031527	0,035030	0,031527	2019
1210	Бутилацетат				0,006780	0,006102	0,006780	0,006102	0,006780	0,006102	2019
1401	Ацетон				0,014690	0,019038	0,014690	0,019038	0,014690	0,019038	2019
2752	Уайт-спирит				0,000875	0,360675	0,000875	0,360675	0,000875	0,360675	2019
2902	Взвешенные вещества				0,955121	0,951720	0,955121	0,951720	0,955121	0,951720	2019
Итого по неорганизованным					**3,8701448**	**6,5032328**	**3,8701448**	**6,5032328**	**3,8701448**	**6,5032328**	
Всего по предприятию					**4,58475367**	**14,33164739**	**4,58475367**	**14,33164739**	**4,58475367**	**14,33164739**	

Турарова М.А.
И.о. начальника отдела

Нұрберді З.Е.
Главный специалист

№: KZ33VCZ00222800

Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі

Қазақстан Республикасы Энергетика министрлігі
Экологиялық реттеу және бақылау комитеті «Маңғыстау облысы бойынша экология департаменті» РММ

I, II және III санаттағы объектілеріне қоршаған ортаға эмиссияларға
РҰҚСАТ

(табиғат пайдаланушының атауы)

"Өзенмұнайгаз" акционерлік қоғамы,Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, Жаңаөзен Қ.Ә., Жаңаөзен қ., улица Сатпаев, № 3 үй,

(индекс, почтовый адрес)

Жеке сәйкестендіру нөмірі/бизнес-сәйкестендіру нөмірі: 120240020997

Өндірістік объектінің атауы: «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1,2,3,4 и УПНиПО».

Өндірістік объектінің орналасқан жері:

Маңғыстау облысы, Маңғыстау облысы, Жаңаөзен Қ.Ә., -,

Табиғат пайдаланудың мынадай шарттарын сақтау:

1. Ластаушы заттардың шығарындыларын мыналардан аспайтын көлемдерде жүргізу:

2019 жылы 12,308356 тонна
2020 жылы 2,0233 тонна
2021 жылы _____ тонна
2022 жылы _____ тонна
2023 жылы _____ тонна
2024 жылы _____ тонна
2025 жылы _____ тонна
2026 жылы _____ тонна
2027 жылы _____ тонна
2028 жылы _____ тонна

2. Ластаушы заттардың төгінділерін мыналардан аспайтын көлемдерде жүргізу:

2019 жылы _____ тонна
2020 жылы _____ тонна
2021 жылы _____ тонна
2022 жылы _____ тонна
2023 жылы _____ тонна
2024 жылы _____ тонна
2025 жылы _____ тонна
2026 жылы _____ тонна
2027 жылы _____ тонна
2028 жылы _____ тонна

3. Өндіріс және тұтыныс қалдықтарын орналастыруды мыналардан аспайтын көлемдерде жүргізу:

2019 жылы _____ тонна
2020 жылы _____ тонна
2021 жылы _____ тонна
2022 жылы _____ тонна
2023 жылы _____ тонна
2024 жылы _____ тонна
2025 жылы _____ тонна
2026 жылы _____ тонна
2027 жылы _____ тонна
2028 жылы _____ тонна

4. Күкірт орналастыруды мыналардан аспайтын көлемдерде жүргізу:

2019 жылы _____ тонна
2020 жылы _____ тонна
2021 жылы _____ тонна
2022 жылы _____ тонна
2023 жылы _____ тонна
2024 жылы _____ тонна
2025 жылы _____ тонна
2026 жылы _____ тонна
2027 жылы _____ тонна
2028 жылы _____ тонна

5. Осы I, II және III санаттағы объектілеріне қоршаған ортаға эмиссияларға рұқсаттың (бұдан әрі – I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсат) 1 қосымшасына сәйкес қоршаған ортаға эмиссия нормативтері жобалары, реконструкция немесе қайта құрылатын кәсіпорын объектілері жобаларының қоршаған ортаға әсерді бағалау бөлімдері эмиссия нормативтерінің ингридиенттері бойынша (заттар) мемлекеттік экологиялық сараптаманың оң қортындысы негізінде осы рұқсатта белгіленген эмиссия (шығарындылар, төгінділер, қалдықтар, күкірт) лимиттерін асырмау..
6. Осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсатқа 2-қосымшаға сәйкес табиғат пайдалану шарттары.
7. Осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсаттың 3 қосымшасына сәйкес Рұқсаттың қолданылу кезеңіне келісілген қоршаған ортаны қорғау жөніндегі іс-шаралар жоспарын, сонымен қатар қоршаған ортаға эмиссияларды төмендету бойынша, жобалау құжаттамасымен белгіленген, мемлекеттік экологиялық сараптаманың оң қорытындысымен қарастырылған іс-шараларды орындау.
I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсаттың қолданылу мерзімі 01.01.2019 жылдан 29.02.2020 жылға дейін.
Ескертпе:
* Осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсатта белгіленген эмиссиялар лимиттері, жалпы эмиссиялар көлемі және ингредиенттер (заттар) бойынша осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсат берілген күннен бастап қолданысқа енеді және Қоршаған ортаға эмиссияларға рұқсат беру үшін құжаттардың нысандарын және оларды толтыру тәртібі қағидаларының 19 тармағында көрсетілген формула бойынша есептеледі.
I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсат қолданыстағы технологиялардың және осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсатта көрсетілген табиғат пайдалану шарттары өзгергенге дейін қолданыста болады.
Осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсаттың 1, 2 және 3 қосымшалары осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсаттың ажырамас бөлігі болып табылады.

Басшы
(уәкілетті тұлға)

Департамент басшысының м.а. **Жумашев Ержан Молдабаевич**

қолы Тегі, аты, әкесінің аты (әкесінің аты болған жағдайда)

Берілген орны: Ақтау қ. **Берілген күні:** 24.12.2018 ж.

Белгіленген ингредиенттер (заттар) бойынша эмиссиялар нормативтеріне негізделген, жобаны жаңарту немесе қайта құрылған кәсіпорын нысанына қоршаған ортаға әсерді бағалау бөлімдері бойынша мемлекеттік экологиялық сараптама қорытындысы

№	Мемлекеттік экологиялық сараптама қорытындыларының атауы	Мемлекеттік экологиялық сараптама қорытынды номері және берілген күні
Шығарындылар		
1	Заключение государственной экологической экспертизы на проект «Реконструкция нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи НГДУ-1,2,3,4 и УПНиПО» и раздел «Охрана окружающей среды»	№R01-0036/18 от 24.12.2018г.
Төгінділер		
Өндіріс және тұтыну қалдықтарын орналастыруды		
Күкіртті орналастыру		

Табиғат пайдалану шарттары

1. Маңғыстау облысы бойынша экология департаментімен келісілген эмиссия нормативтерін сақтауға.
2. Қоршаған ортаны қорғау іс шаралар жоспарында қарастырылған табиғат қорғау іс шараларын толық және тағайындалған мерзімде жүзеге асыруға. Сонғы есептік тоқсанның келесі айының 10 жұлдызына дейін іс шара жоспары бойынша есеп тапсыруға.
3. Өндірістік экологиялық тексерістің шарттарын жүзеге асыруға және олардың орындалысы жөнінде есебін тапсыруға.
4. Сонғы есептік тоқсанның келесі айының 10 жұлдызына дейін рұқсат етілген және шын мәнісінде қолданылған эмиссиялар бойынша есеп тапсыруға міндетті.
5. Табиғат қорғау заңдарының систематикалық заңдарын және табиғат пайдаланушымен табиғат қорғау шарттарын бұзу, қоршаған ортаға немесе халықтың денсаулығына маңызды шығын келтірген жағдайда, аталған рұқсаттың тоқтатылуына және рұқсаттан айыруға негіз болып табылады.