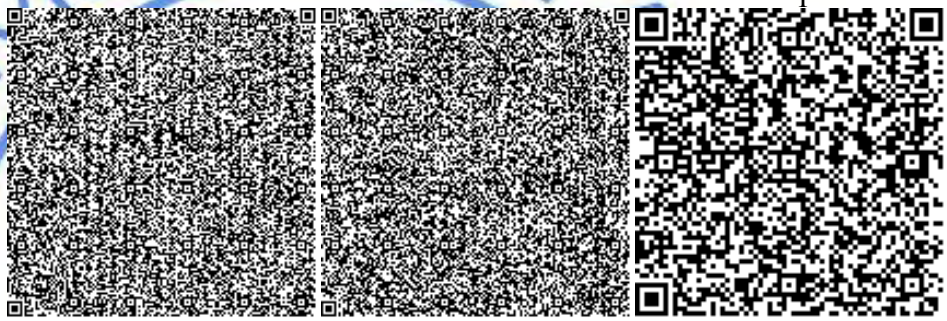
Бекітемін
"Мемсараптама" РМК-ның Атырау облысы бойынша филиалының
Директор
Н.Б. Сұлтанбеков



«Карманово МДС. Г9ПО2В №2 қыздыру пештерін күрделі жөндеу»
жұмыс жобасы бойынша

11.09.2015 ж. № 05-0228/15

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«ҚазТрансОйл» АҚ Батыс филиалы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«ҚазҒЗЖИЭнергопром» Институты АҚ

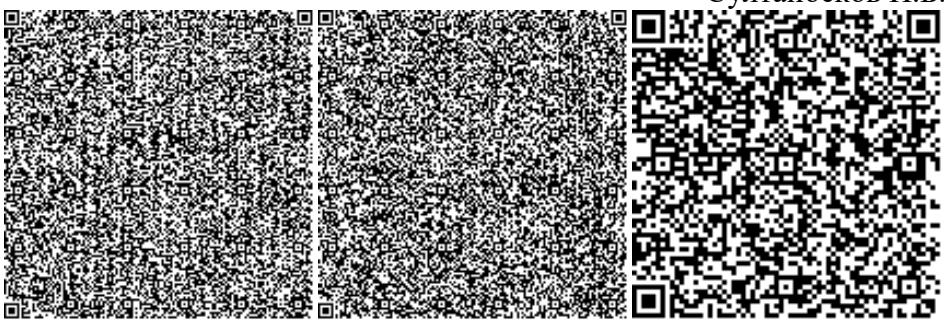
Атырау қ.

АЛҒЫ СӨЗ

«Карманово МДС. Г9ПО2В №2 қыздыру пештерін күрделі жөндеу» жұмыс жобасы бойынша осы қорытынды «Мемсараптама» РМК-ның Атырау облысы бойынша филиалымен берілді.

«Мемсараптама» РМК-ның Атырау облысы бойынша филиалының рұқсатынсыз осы сараптамалық қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

Утверждаю
Директор
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Атырауской области
Султанбеков Н.Б.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 05-0228/15 от 11.09.2015 г.

по рабочему проекту
«СПН Карманово. Капитальный ремонт печи подогрева нефти Г9П02В №2»

ЗАКАЗЧИК:
АО «КазТрансОйл» Западный филиал

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
АО «Институт «КазНИПИЭнергопром»

г. Атырау

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по рабочему проекту «СПН Карманово. Капитальный ремонт печи подогрева нефти Г9П02В №2» выдано филиалом РГП «Госэкспертиза» по Атырауской области.

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «СПН Карманово. Капитальный ремонт печи подогрева нефти Г9П02В №2», разработанный в 2015 году.

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №05-0185/15 от 27.07.2015 г. на проведение экспертизы с ТОО «Алматинское пуско-наладочное управление АООТ «Трест Средазэнергомонтаж».

2. ЗАКАЗЧИК: АО «КазТрансОйл» Западный филиал.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: АО «Институт «КазНИПИЭнергопром»,

- государственная лицензия I категории ГСЛ №000291 от 07.04.1995 г., выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства г. Астана, (приложение к лицензии на 4 листах);

ПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО АПНУ АООТ «Трест Средазэнергомонтаж»,

- государственная лицензия II категории ГСЛ №07438 от 27.09.1996 г., выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства г. Астана (дата выдачи приложения к лицензии на 3 листах 08.08.2012 г.);
- государственная лицензия II категории №14014035 от 22.09.2014 г., выданная Комитетом по делам строительства и жилищно - коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан. Министерство регионального развития Республики Казахстан г. Астана (приложение на 2 листах);
- договор подряда №21/ПП/15 от 02.06.2015 г. между АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» и ТОО АПНУ АООТ «Трест Средазэнергомонтаж» на оказание проектно-изыскательских услуг.

ГИП – Бондаренко А.С., приказ о назначении №06/У от 20.01.2015 г.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции АО «КазТрансОйл».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

- задание на проектирование от 18.11.2014 г., утвержденное главным инженером – первым заместителем директора Западного филиала АО «КазТрансОйл»;
- акт №1783 от 12.09.2012 г. на право собственности на земельный участок, выданный начальником Махамбетского районного отдела земельных отношений;
- обоснование на капитальный ремонт объекта от 06.04.2015 г., утвержденное главным инженером - первым заместителем директора Западного филиала АО «КазТрансОйл»;
- отчет по экспертному обследованию технического состояния печи и результатов теплотехнических испытаний, выданные ТОО АПНУ АООТ «Трест Средазэнергомонтаж» в 2015 г.;
- технические решения от 30.01.2015 г. для повышения КПД печи подогрева нефти Г9П02В №2, утвержденные главным инженером АНУ ЗФ АО «КазТрансОйл»;
- технический отчет по топографо - геодезическим и инженерно – геологическим изысканиям, выполненные ТОО «Survey Group» в 2015 г. (ГСЛ №03070 от 05.08.2008 г. приложение от 16.09.2011 г.)
- технические условия от 08.04.2015 г. на подключение проектируемого газопровода к существующим сетям газоснабжения СПН «Карманово»;

- технические условия от 29.12.2014 г. на электроснабжение печи подогрева нефти Г9П02В №2, утвержденные главным инженером АНУ ЗФ АО «КазТрансОйл».

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

- экспертное заключение по промышленной безопасности №003/15 от 23.04.2015 г., выданное ТОО «Корпорация 101» (аттестат на право проведения работ в области промышленной безопасности №0002136 от 23.05.2013 г., выданное Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью МЧС РК);

- письмо №39-19-6-5-2/ЗТ-Т-48 от 21.01.2015 г. от ГУ «Департамент по чрезвычайным ситуациям Атырауской области. Комитет по чрезвычайным ситуациям Министерства внутренних дел Республики Казахстан»;

- заключение государственной экологической экспертизы №03-08/1969 от 01.07.2015 г., выданное Министерством энергетики Республики Казахстан комитетом экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе департамента экологии по Атырауской области;

- санитарно-эпидемиологическое заключение проекта №702 - П от 05.08.2014 г., выданное РГУ «Департаментом по защите прав потребителей Атырауской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан»;

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Письмо - поручение №47-28-24/5672 от 08.07.2015 г., выданное АО «КазТрансОйл» Западный филиал на проведение экспертизы рабочего проекта.

Письмо - заявка №269/ПН от 10.07.2015 г., выданное от ТОО «Алматинское пусконаладочное управление «АО открытого типа «ТрестСредазэнергомонтаж» на проведение экспертизы рабочего проекта.

Альбом I.

Часть 1. С-1-5Г9ПО2-В-ОПЗ-1. Пояснительная записка. Исходные данные. Паспорт проекта.

Часть 2. С-1-5Г9ПО2-В-РЧ. Рабочие чертежи марок ГП, ТХ, ГСН, ЭС, ТИ, ТМ, ПТ.

Альбом II.

Часть 1. С-1-5Г9ПО2-В-СМ-4. Сводный сметный расчет стоимости строительства. Локальные и ресурсные сметы (СМ).

Часть 2. Проект организации строительства (ПОС).

Альбом III. С-1-5Г9ПО2-В-ООС-2. Охрана окружающей среды (ООС).

5.4 Цели и назначение объекта строительства

Целью разработки рабочего проекта является продление срока безопасной эксплуатации печи подогрева нефти Г9П02В №2 после капитального ремонта на НПС «Карманово».

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Площадка строительства расположена на СПН «Карманово». Административный участок строительства относится к Махамбетскому району Атырауской области Республики Казахстан. Районный центр – пос. Махамбет, расположен в 25 км от площадки.

Областной центр - г. Атырау, расположен в 90 км от площадки.

Сообщение с обоими населенными пунктами предусматривается по асфальтированным автомобильным дорогам.

Восточнее исследованной площадки проходит автомобильная дорога республиканского значения направлением Атырау-Уральск, на расстоянии 600 м от участка строительства.

Природно-климатические условия района строительства

Природно-климатические условия района строительства:

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

- расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки (СНиП РК 2.04-01-2010) - минус 25 ^{0}С;
- нормативная снеговая нагрузка (СНиП 2.01.07-85*) - 50 кгс/м^2;
- нормативная ветровая нагрузка (СНиП 2.01.07-85*) - 38 кгс/м^2;
- сейсмичность (СНиП РК 2.03-30-2006) - 5 баллов.

Климат района отличается резкой континентальностью, аридностью, проявляющейся в больших годовых и суточных амплитудах температуры воздуха и в неустойчивости климатических показателей во времени (из года в год).

Для района характерным является изобилие тепла и преобладание ясной сухой погоды. Годовое число часов солнечного сияния составляет 2600-2700.

Инженерно - геологические условия площадки строительства

Инженерно - геологические изыскания на участке строительства выполнены ТОО «SurveyGroup» в 2015 году.

Поверхность участка характеризуется абсолютными отметками от минус 12,05 м до минус 14,50 м. Принятая система высот - Балтийская, система координат - местная.

Непосредственно в пределах действующей печи подогрева естественный рельеф местности в определенной степени нарушен в результате инженерно-хозяйственной деятельности человека, связанной с различными видами строительных и планировочных работ.

В геоморфологическом отношении территория приурочена к поверхности Хвалынской аккумулятивной морской террасы, представляющей собой слабоволнистую равнину, с уклоном на восток, в сторону русло р. Урал. В поверхность Хвалынской аккумулятивной морской террасы вложен мощный эрозионный врез русла р. Урал, в ее нижнем течении. Расстояние от исследованного участка до русла р. Урал составляет порядка 1,0 км, таким образом площадка печи подогрева расположена в пределах правой пойменной террасы р. Урал.

Грунтовые воды на период изысканий (декабрь - январь 2014 г.) в пределах исследованного участка не вскрыты.

По инженерно-геологическим признакам и физико-механическим характеристикам в пределах исследуемой территории, на глубину до 8,0 м, выделяются 2 инженерно-геологических элементов (ИГЭ).

ИГЭ 1 – песок пылеватый зеленовато-коричневого цвета, маловлажный, с редкими включениями обломков ракуши, с тонкими прослойками глины, стяжениями карбонатов (плотность грунта 1,688 т/м³; модуль деформации - 14,5 Мпа; удельное сцепление - 2,4 кПа; угол внутреннего трения – 25°). Мощность слоя - 6,7-7,0 м.

ИГЭ 2 – суглинок тяжелый пылеватый буровато-коричневого цвета, тугопластичной консистенции, маломощными прослойками песка, стяжениями карбонатов и солей (плотность грунта 1,883 т/м³; модуль деформации – 12,5 Мпа; удельное сцепление – 18,4 кПа; угол внутреннего трения – 18°). Мощность слоя - 1,0-2,7 м.

Нормативная глубина промерзания: для суглинков - 0,92 м; для песков – 1,2 м. Нормативная глубина проникновения нулевой изотермы: для суглинков – 1,1 м; для песков – 1,34 м.

Грунты непросадочные и ненабухающие. Грунты повсеместно засолены; степень засоления от слабой до средней.

Коррозийная активность грунтов к слаболигированной и углеродистой стали, к алюминиевым и свинцовым оболочкам кабелей – высокая.

Степень агрессивного воздействия грунтов по отношению к обычным портландцементам – сильноагрессивная, к сульфатостойким маркам цемента – от среднеагрессивной до сильноагрессивной.

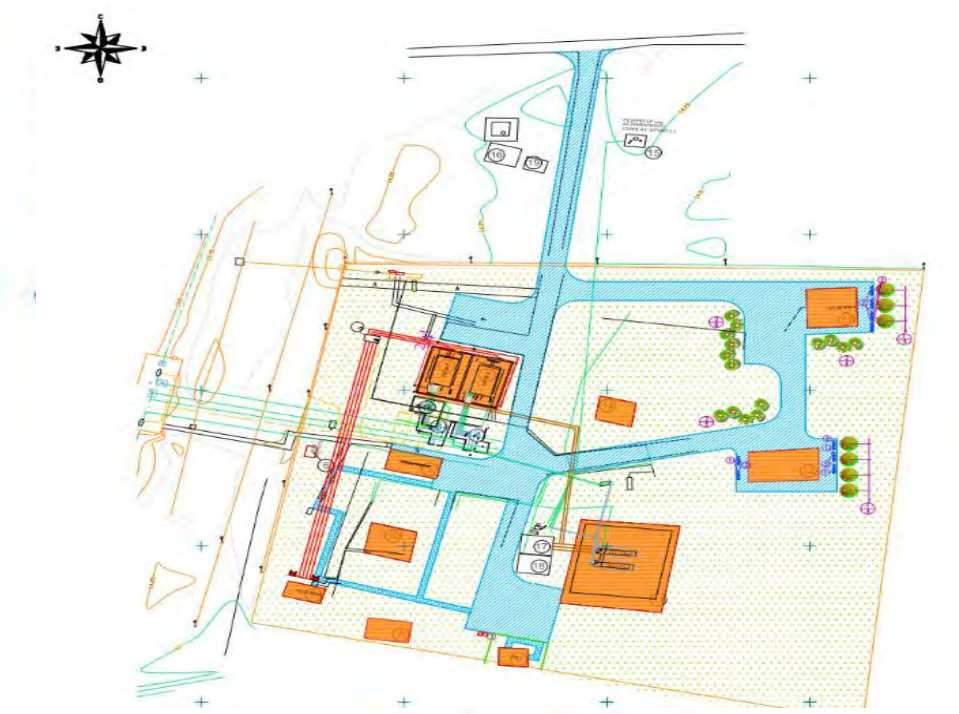
Согласно оценке категории грунтов по трудности разработки, выполненной в соответствии с требованиями СНиП 4.02-91, табл.1 п.36б, грунты, слагающие изучаемый участок строительства, относятся к смешанной II (второй) и III (третьей) категории

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Генеральный план разработан согласно задания на проектирование, в увязке с существующей застройкой с учётом производственно-технологической взаимосвязи сооружений в соответствии с строительными нормами и правилами, противопожарных, экологических и санитарно-гигиенических требований.

Генеральный план



Экспликация

1. Печь 2 Г9ПО2В (реконструкц.)
2. Печь 3 Г9ПО2В (существ.)
3. Технологический приямок печи №2 (существ.)
4. Технологический колодец печи №3 (существ.)
5. Операторная (существ.)
6. Дизель генератор Р12 (существ.)

7. Насосная пенотушения (существ.)
8. Емкость для пеносбора 75 м^3 (существ.)
9. Трансформаторная подстанция (существ.)
10. Технологическое сооружение (существ.)
11. РГС 75 м^3 (существ)
12. Административно-бытовой корпус (существ.)
13. Гостиница (существ.)
14.Технологическое сооружение (существ.)
15. Резервуар без амбарного сброса с печи №3 (существ.)
16. Резервуар V=75 м^3 аварийного сброса с печи №2 (существ.)
17. Площадка с насосами резервного топлива №3 (существ.)
18. Площадка с насосами резервного топлива №2 (проектир.)
19. Бак V=50 м^3 сброса с каре (проектир.)
20. Технологический приямок печи №2 (проектир.)

Площадка под строительство сооружений отвечает всем потребностям технологических процессов. Печь имеет подъезд для пожарных машин с площадкой разворота. Наружные сооружения обеспечены подъездами для обслуживания.

Вертикальной планировкой проектируемого участка планируется перемещение земляных масс, отвод, поверхностных вод, понижение уровня грунтовых вод, защита от подтопления и заболачивания.

Вертикальной планировкой предусматриваются максимальное сохранение естественного рельефа и минимальный объем земляных масс.

При недостижимости нулевого баланса земляных работ выгодно преобладание выемки над насыпью, т.к. избыток грунта может быть использован для создания искусственного рельефа. Отвод поверхностных вод с территории производиться открытым способом по лоткам дорог.

Участок комплекса прямоугольной формы в плане. Все здания и сооружения на участке под строительство обеспеченны подъездами и площадками для удобной эксплуатации.

Все принятые решения в разделе Генплан были разработаны в соответствии с технологическими процессами. По согласованию с эксплуатирующими отделами НПС «Карманова».

В транспортную систему территории включены площадки, внутриплощадочные автомобильные проезды, которые обеспечивает подъезды к площадкам и сооружениям с учётом противопожарного и технического обслуживания. Площадь дорог – 3783,0 м^2.

Конструкция дорожного покрытия:
- плотный асфальтобетон из горячей мелкозернистой
щебеночной смеси типа Б марки II (СТ РК 1225 – 2003) – 0,05 м;
- плотный асфальтобетон из горячей щебеночной
крупнозернистой смеси марки II (СТ РК 1225 – 2003) – 0,07 м;
- песок ГОСТ 8736—93* - 0,10 м;
- утрамбованный грунт.

Обрамления покрытий приняты из бортовых камней БР 100.30.15 по ГОСТ 6665-91.

Проект благоустройства включает комплекс мероприятий, улучшающих санитарные условия работы и требования охраны труда. В данном проекте предусматриваются элементы благоустройства такие как: ограждения, тротуары.

В данном проекте предусматривается тротуарные дорожки следующей конструкции:
- плитки бетонные тротуарные марки 6К6 ГОСТ 17608 – 91* - 0,06 м;
- песок ГОСТ 8736 - 93* - 0,10 м;

- утрамбованный грунт.

Обрамления тротуаров приняты из бортовых камней БР 100.20.08 по ГОСТ 6665-91.

Площадь тротуаров составляет – 292,0 м^2.

Инженерное обеспечение на территории решается в соответствии с техническими условиями ведомств и заданием заказчика на прокладку инженерных коммуникаций, обеспечивающих нормальную работу технологических процессов печи подогрева нефти Г9П02В №2.

Отметки существующего рельефа колеблется в пределах от минус 14,50 до минус 12,05.

За условную отметку 0,000 площадки принята абсолютная отметка минус 13,20.

Основные технико-экономические показатели:

- площадь участка в условных границах проектирования – 0,0375 га;
- площадь застройки – 0,0051 га;
- площадь твердых покрытий – 4075,0 м^2;
- площадь тротуаров – 292,0 м^2;
- площадь озеленения – 89,0 м^2.

6.2.2 Технологические решения

В данном проекте предусматривается полный демонтаж существующей печи, включая технологическую обвязку трубопроводов до общих коллекторов ППН, кроме металлического каркаса самой печи и ее фундамента.

При капитальном ремонте предусмотрена утилизация тепла уходящих газов в воздухоподогревателе, установленном в камере конвекции. Воздухоподогреватель состоит из 36 труб диаметром 89 мм, концы которых закреплены на фронтальной и задней стенах печи. Расширение труб происходит к фронту печи, для чего в фронтальной трубной доске концы труб выполнены свободными, уплотненными сальниковой набивкой в гильзах. К задней трубной доске концы труб привариваются. По глубине камеры конвекции, как и для змеевика, установлены две решетки, служащие опорами труб воздухоподогревателя. Движение дымовых газов осуществляется в межтрубном пространстве. Воздух засасывается с фронта печи, проходит по трубам и через воздуховод диаметром 500 мм поступает на всасывающую линию дутьевых вентиляторов. Воздушные заслонки (2 шт.dy 500 мм) позволяют отсекать воздухоподогреватель при необходимости по воздуху, а также смешивать подогретый воздух с холодным из атмосферы и регулировать температуру воздуха, подаваемого на горелки.

Для дистанционного регулирования расхода газа, соответственно при изменении тепловой нагрузки печи, предусматривается регулирующий клапан на газопроводе. Регулирования расхода воздуха направляющими аппаратами вентиляторов предусматривается установка двух МЭО. Ручные шиберы на всасывающей линии вентиляторов (через воздухоподогреватель и помимо его) позволят подобрать оптимальную температуру подогрева воздуха.

В целях увеличения доли тепла получаемой змеевиком в радиационной части топки устанавливаются отражающие листы из жаростойкой нержавеющей стали на нижних панелях футеровки.

При капитальном ремонте печи Г9ПО2-в качестве футеровки принята двухслойная конструкция панелей из легкого жаростойкого бетона (керамзито – бетон на портландцементе с тонкомолотым шамотом) и теплоизоляционным слоем из высокоглиноземистых волокнистых плит ШВП350 армированных анкерами из жаростойкой стали, для уменьшения подсосов воздуха предусмотрена металлическая обшивка. Для уменьшения потерь в окружающую среду наружная обшивка печи покрывается теплоизолирующей краской «Броня».

По автоматизации управления тепловой нагрузкой печи принято дистанционное управление расходом топливного газа регулирующим клапаном и регулирование требуемого количества воздуха направляющими аппаратами вентиляторов. Защита от погасания осуществляется через контроль общего факела с выводом звуковой и световой сигнализации в операторную.

На случай хлопка на боковых стенах печи предусматриваются окна. Эти же окна, установленные внизу на торцевых стенах, служат как лаз во время ремонта или осмотра. Поэтому во время работы двери крышки окон торца должны быть закреплены болтами с целью предотвращения открывания во время хлопка.

Техническая характеристика печи Г9ПО2-В:

- теплопроизводительность 8 млн. ккал/час;
- производительность 600 м³/час;
- температура нефти:
на входе 30/35 ºС;
на выходе 60/65 ºС;
- давление продукта на входе в печь ≤64 кгс/см²;
- топливо природный газ;
- К.п.д. печи 0,82;
- расход топлива 1200 нм³/ч;
- поверхность нагрева змеевика
камера радиации 206,0 м²;
камера конвекции 206,0 м²
- температура газов сгорания на входе в камеру конвекции 790 ºС;
- срок службы печи 100000 часов;

При капитальном ремонте печи подогрева нефти в данном проекте предусматривается также:

- демонтаж и монтаж нового технологического колодца;
- замена трубопроводов входа и выхода нефти;
- прокладка трубопроводов аварийного слива нефти;
- замена трубопроводов и насосов для резервного топлива.

Технологический колодец.

Существующий технологический колодец печи №2 демонтируется. Технологическая схема подключений к печи не изменяется.

В новом технологическом колодце расположены:

- задвижка электроприводная, приварная с интеллектуальным электроприводом, с электроблоком концевых выключателей, тип задвижки 30с976 Ду300 мм, Ру64 с выдвижным шпинделем – 2 шт.
- задвижка с ручным приводом, приварная, тип задвижки 30с576 Ду300 мм, Ру64 с выдвижным шпинделем – 2 шт.;
- задвижка типа 30с976 Ду150 мм, Ру80 электроприводная – 1 шт. для сброса нефти;
- задвижка Ду100 мм, Ру64 ручная – 1 шт. для подачи воздуха;
- расходомер нефти – 1 шт.;
- датчики контроля температуры – 6 шт. и давления – 2 шт.;
- изолирующие вставки – 2 шт.

Трубопроводы входа и выхода нефти. Граница проектирования принята после врезок в магистральные нефтепроводы. На нефтепроводе входа установлен счетчик нефти.

Также в данном разделе выполнена обвязка воздуховодами короба горячего воздуха и дутьевых вентиляторов ВДН-10 с установкой МЭО-250 на направляющие аппараты. Также для качественного регулирования установлен МЭО-250 на шибере дымовой трубы. Управление данным МЭО выведено в операторную и по месту на уровне горелочного пояса. Перечень основного технологического оборудования представлен на технологического схеме в данном разделе.

Трубопроводы аварийного слива. На основании задания на проектирование предусматривается новая трассировка трубопровода аварийного слива с печи №2 и установка нового резервуара для сбора нефти при аварийном сливе. Подключение трубопровода аварийного слива Ø219х6 мм по ГОСТу 10704-91 запроектировано от обратного нефтепровода Ду 300 мм. Трубопровод выполнен с уклоном 0,003 в сторону резервуара. Резервуар принят объемом V= 75,0 м^3.

С дренажного приямка в каре установки печи подогрева предусматривается новый трубопровод аварийного слива Ø426х7 мм по ГОСТу 10704-91. Трубопровод выполнен с уклоном 0,003 в сторону резервуара. Резервуар для приема дренажа принят объемом V= 50,0 м^3.

Трубопроводы резервного топлива. На основании задания на проектирование предусматривается новая трассировка трубопроводов резервного топлива и установка новой площадки с новыми насосами Ш-40-4-19,5-6 (Q=19,5 м^3/час, Н=60 м, N=7,5 кВт).

Прокладка трубопроводов запроектирована подземным (ПЭ-изоляции) и надземным способом (ОЦ-изоляция) на низких опорах. Границы проектирования приняты от существующих резервуаров запаса жидкого топлива и непосредственно до подключения форсунок печи №2.

Группа и подгруппа технологических трубопроводов определена Б.I

Вся арматура, трубопроводы, детали и материалы по данному проекту приняты соответствующими требуемым параметрам и свойствам транспортируемой среды.

Категория взрывоопасности принята II.

Все трубопроводы подлежат гидравлическому испытанию на давление 1,25 раза превышающее рабочее.

При производстве работ по монтажу оборудования и трубопроводов необходимо соблюдать требования по организации строительного производства, СНиП РК 1.03.05-2001, стандартов, технических условий и ведомственных нормативных документов, утвержденных в соответствии со СНиП РК 1.02-01-2011, а также правил и нормативно-технических документов по охране труда, технической и пожарной безопасности.

6.2.3 Архитектурно-строительные решения

Трубчатая печь объемно-настильного пламени относится к двухкамерным трубчатым печам (по количеству камер радиации) с горизонтальным расположением продуктовых труб.

Архитектурно-строительным разделом предусматривается строительство новых конструкций технологического приямка и каре печи №2, площадки для установки насосов резервного топлива, колодца для обслуживания арматуры бака аварийного слива и площадки обслуживания ВДН-10.

Выполняется демонтаж технологического колодца печи №2, включая технологическую обвязку трубопроводов до общих коллекторов ППН, кроме металлического каркаса самой печи и фундаментов; монтаж печи, включая замену дымовой трубы, технологических трубопроводов входа и выхода с запорной арматурой до общих коллекторов ППН; устройство каре печи с благоустройством, переходов и обслуживающих площадок; демонтаж и монтаж противопожарной стены; демонтаж площадки под насосы резервного

топлива с устройством новой площадки; демонтаж площадки обслуживания дутьевых вентиляторов с устройством новой площадки.

Площадка печи подогрева №2 имеет прямоугольную форму в плане с размерами 15,5х10,2 м, с двух сторон ограниченной стенкой каре, с третьей стороны – существующей стенкой каре, с четвертой стороны – противопожарной стеной.

Материал каре – бетон класса В12,5 по прочности на сжатие, с армированием арматурными сетками по ГОСТ 23279-2012 и отдельными стержнями Ø12AIII, Ø8AI по ГОСТ 5781-82*. Толщина стенок каре 0,2 м, толщина днища – 0,1 м. Между конструкцией печи подогрева и днищем каре предусматривается деформационный шов, шириной 20 мм из просмолённой доски и битумно-полимерным герметиком «Благ». Через стенки каре предусматриваются металлические переходные лестницы с элементами из швеллеров№20 по ГОСТ 8240-97 с просечно – листовым настилом по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение переходных лестниц – из уголков 50х5 и 25х3, полосы толщиной 4 мм.

Противопожарная стена толщиной 250 мм, высотой 4,0 м, предусматривается из монолитных железобетонных сердечников с шагом 3,0 м, заполнением керамическим кирпич по ГОСТ 530-2012.

Монолитный сердечник предусматривается из бетона класса В15 по прочности на сжатие на сульфатостойком портландцементе. Размеры сечения – 250х250 мм. Армируется вертикальной рабочей арматурой 4Ø12AIII и горизонтальными хомутами Ø8AI по ГОСТ 5781-82*. Из существующих фундаментов предусматриваются выпуски Ø16AIII по ГОСТ 5781-82*.

Кирпичная кладка по высоте армируется сеткой Вр1-3 по ГОСТ 6727-80 через каждые 7 рядов кирпичной кладки, арматурные стрежни сетки заводятся в тело сердечника на 150 мм. Поверхность стены с двух сторон оштукатуривается цементно-песчаным раствором марки М50, толщиной 30 мм с последующей окраской известковым раствором.

Манифольд устраивается в открытом технологическом колодце к печи подогрева, имеющий Г-образную форму в плане с габаритными размерами 7,9х8,4 м, высотой – 1,25 м.

Сооружение расположено ниже уровня земли на 0,95 м, со стенками и днищем толщиной 200 мм. Материал – бетона класса В15 по прочности на сжатие на сульфатостойком портландцементе. Армирование стенок и днища предусматривается двойной арматурной сеткой по ГОСТ 23279-2012.

Проект реконструкции футеровки печи объемно-настильного пламени разрабатывается на основании ВСН 315-80 и проекта Гипронефтемаш ПТ-8/ПН.

За отметку 0,000 принята отметка верха фундамента под стойки каркаса.

Кладка падины до отм. 0,200; выстилка камеры конвекции и боковых стен по контуру до отм. 1,075 выполняется керамическим кирпичом марки М100 по ГОСТ 530-2012.

Кладка падины до отм.0,400; пламенной перегородки боковых стен между горелочными амбразурами и выстилка в камере конвекции выполняется огнеупорным кирпичом марки ША-1 класса №8 по ГОСТ 390-96.

Кладка торцевых стен с отм. 0,780 до отм.8,462 выполняется фасонным огнеупорным кирпичом марки ША-1 класса А№85 по ГОСТ 390-96.

Кладка боковых стен над муфельным поясом до низа панелей выполняется фасонным огнеупорным кирпичом марки ША-1 класса А№85 по ГОСТ 390-96 на кронштейнах.

Крепление фасонного кирпича к кожуху печи предусматривается через кронштейны из жаростойкого чугуна или жаростойкой стали, толщиной 10-14 мм по ГОСТ 19903-74.

Горелочные амбразуры выполняются из муфелей, изготовленных из муллитокорундовой ваты и глиняной связки из песка и щебня на глиноземистом цементе.

Изоляция кожуха печи выполняется асбозуритовой мастикой.

Монтаж панелей боковых стен ведется от отметки +2.145 после установки решеток для трубопроводов. Панели наклонных и горизонтальных сводов крепятся к каркасу печей через подвески. Заделка швов раствором производится торкрет установкой и вручную.

Каркас сводовых, боковых и наклонных панелей состоит из прокатного уголка 63х5 по ГОСТ 8509-93, привариваемый к стальному листу ВСт3ПС6 по ГОСТ 19903-74. Изоляционный слой панели предусматривается плитой ШВП350 (шамотно-волокнистые плиты) толщиной 100 мм. Зазоры между панелями, торцевыми стенами, трубными решетками заполняются войлоком марки МКРВ-200 и жаростойким бетоном на основе керамзита, вспученного М400 фракции 5-20 мм.

Дымовая труба, высотой 16,25 м, футеруется диатомовым кирпичом и легким жаростойким бетоном

Горизонтальные швы кладки выполняются на растворе молочной консистенции, толщиной на более 1,5 мм.

Крепление панелей к колоннам производится закладными пластинами 100х100х10 мм, привариваемые к ребру колонны и к телу панели.

Окраска дымовой трубы и печи предусмотреть термостойкими лаками типа КО-814. Дополнительно, торцевые и боковые стены, воздуховоды покрываются теплоизоляционной краской «БРОНЯ».

Надземный газопровод запроектирован из стальных труб ∅150х5 мм, 108х4 мм, ∅32х3 мм по ГОСТ 10704-91 на опорах Н=3,4 м.

Фундаменты под опоры приняты монолитные из бетона класса В20 по прочности на сжатие на сульфатостойком портландцементе, с глубиной заложения – 0.8 м.

Сварные стыки газопроводов должны находиться от края опоры на расстоянии не менее 300 мм.

Для снижения напряжения в трубопроводе от температурных деформаций, используются углы естественного поворота трассы в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Фасонные части приняты:

- отводы по ГОСТ 17375-2001;
- переходы по ГОСТ 17378-2001;
- заглушки по ГОСТ 17379-2001.

Технологическая площадка под ВДН-10 у печи подогрева – металлическая, расположенная на высоте 2,5 м от уровня земли, прямоугольной формы в плане с размерами 6,4х2,9 м. Элементы площадки:

- стойки-трубчатого сечения диаметром 159х6 мм по ГОСТ 10704-91;
- балки-двутаврового сечения №26Б1 по ГОСТ 26020-83 и швеллерового сечения №24, 12 по ГОСТ 8240-97;
- связи-двойные прокатные уголки 50х5 мм по ГОСТ 8509-93;
- лестница подъема-металлическая типа ПВ506 по с.1.450.3-6 вып.3, с просечно-листовым настилом по ТУ 36.26.11-5-89;
- ограждение лестниц - из труб диаметром 32х3, уголков 50х5 и 25х3, полосы толщиной 4 мм. Марка стали-С245, С235 по ГОСТ 27772-88.

Высота ограждения-1,2 м.

Под стойки площадки предусматриваются монолитные железобетонные столбчатые фундаменты, с размерами подошвы 1,2х1,2, высотой 1,4 м из бетона класса В20 по прочности на сжатие на сульфатостойком портландцементе. Армирование фундаментов предусматривается арматурой Ø16AIII, Ø12AIII, Ø6AI по ГОСТ 5781-82*.

Для крепления стоек в теле фундаментов предусматриваются анкерные болты типа 1.1М24х1000 по ГОСТ 24379.1-80.

Бак аварийного слива топлива представляет собой подземный резервуар горизонтальный стальной емкостью 75 м^3 с плоским днищем, принятый по типовому проекту 704-1-163.83.

Резервуар устанавливается на песчаную подушку с обсыпкой гравием, с послойным уплотнением.

Для защиты резервуара от подземной коррозии применяется битумно-минеральное покрытие, состоящее из битумной грунтовки толщиной 50-100 мм и битумно-минеральной мастикой толщиной 3-4 мм.

Внутренняя поверхность резервуара покрывается эмалью ХС-5132.

Площадка обслуживания насосов резервного топлива имеет прямоугольную форму в плане с размерами в осях 5,0х4,5 м, толщиной 0,3 м, монолитная железобетонная из бетона класса В15 по прочности на сжатие на сульфатостойком портландцементе. Армирование плиты предусматривается двойной арматурной сеткой по ГОСТ 23279-2012.

В местах установки технологического оборудования в монолитной плите предусматривается утолщение на высоту 120 мм с анкерными колодцами для крепления оборудования.

Монолитная плита устанавливается на подбетонке толщиной 100 мм из бетона класса В7,5 по прочности на сжатие, по послойно утрамбованному щебню толщиной 800 мм. Между плитой и подбетонкой предусматривается 2 слоя толя на горячей битумной мастике.

Колодец аварийного слива – подземное сооружение круглого сечения диаметром 2,0 м, глубиной заложения – 5,1 м. Днище и стенки колодка предусматриваются по с.3.900.1-14 вып.1. Люк – чугунный по ГОСТ 3634-94. Соединительные элементы – по с. 3.006.1-2.87 вып.3, устанавливаемые равномерно в каждом шве между стеновыми кольцами.

Под днищем колодца предусматривается гидроизоляция из 2-х слоев рубероида типа «Бикрост» по асфальтобетонной подготовке, толщиной 100 мм.

Мероприятия по защите конструкций от коррозии. Антикоррозийная защита стальных конструкций производится в соответствии с требованиями СниП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии».

Бетонные и железобетонные конструкции, подвергаемые воздействию агрессивных грунтовых вод, выполняются повышенной плотности на сульфатостойком портландцементе.

Под основание монолитных конструкций выполняется подготовка из щебня, толщиной 100 мм, пролитого горячим битумом до полного насыщения.

Под основание монолитных железобетонных колодцев устраивается основание из асфальтобетона холодного типа Бх марки I.

Боковые поверхности подземных сооружений, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом БН-III за 2 раза. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом БН-70/30 по ГОСТ 6617-76* за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Все поверхности наружных металлических конструкций очищаются от окалины, ржавчины и покрываются двумя слоями эмали ПФ-115 по ГОСТ 6465-76* за 2 раза по грунту из лака ГФ-021 по ГОСТ 25129-82*.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Газоснабжение

Данный раздел разработан в соответствии с техническими условиями от 08.04.2015 г. на подключение проектируемого газопровода к существующим сетям газоснабжения СПН «Карманово».

В рабочем проекте предусмотрено:

- демонтаж существующих надземных газопроводов Ø100 мм, Ø150 мм от ШГРП и часть газопровода Ø32 мм к котельной;
- строительство газопроводов среднего давления из полиэтиленовых труб;
- монтаж вновь проектируемого узла запорно - регулирующей арматуры и узла расхода газа печи №2;
- перенос существующей запорно-регулирующей арматуры печи №3;
- врезку проектируемого газопровода Ø150 мм (коллектор) в существующий газопровод после задвижки Ø 150 мм после ШГРП;
- врезка проектируемого газопровода Ø32 мм для котельной в существующий газопровод Ø32 мм.

На основании задания на проектирование проектируется новая трассировка трубопроводов газоснабжения после ШГРП до горелок печи. Существующие газопроводы печей №2,3, проложенные надземным способом преимущественно на высоких опорах подлежат демонтажу. Новая прокладка газопроводов запроектирована преимущественно подземным способом с надземной установкой запорно-регулирующего узла (ЗРУ). ЗРУ печи №3 подлежит переносу. Также проектом предусмотрено подключение существующей котельной, расположенной на территории СПН “Карманово”. В качестве счетчика газа принято устройство AFG -200 с возможностью интеграции в систему SCADA.

Установлены ручная задвижка и с электроприводом, а также быстродействующий отсечной клапан. ШГРП и подключения печи №3 остаются существующие.

Подземный газопровод запроектирован из полиэтиленовых труб ПЭ 100 SDR11 ГАЗ по СТ РК ГОСТ Р 50838 – 2011 Ø160х14,6 мм, Ø110х10 мм, Ø63х5,8 мм. Под дорогой газопровод Ø160х14,6 мм проложены в футляре Ø225х20,5 мм, а газопроводы Ø110хх10 мм, Ø63х5 мм в футлярах Ø160х14,6 мм из полиэтиленовых труб ПЭ 100 SDR11 ГАЗ. В футляре, устанавливаются контрольные трубки с выходом под ковер.

Разработка траншеи предусматривается механизированным способом, одноковшовым экскаватором, а в местах пересечения с подземными коммуникациями вручную по 2 м с каждой стороны от места пересечения.

Для обозначения трассы газопровода предусмотрено:

- установка опознавательных знаков и укладка сигнальной ленты по всей длине трассы,
- прокладка вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2 – 0,3 м) газопровода медного кабеля с выходом концов его на поверхность под ковер. Кабель позволит определить местонахождение газопровода приборным методом.

Надземный газопровод запроектирован из стальных труб Ø159х5 мм, 108х4 мм, Ø89х3,5 мм, Ø57х3,5 мм Ø32х3 мм по ГОСТ 10704-91 на опорах Н=3,4 м.

Для снижения напряжения в трубопроводе от температурных деформаций, используются углы естественного поворота трассы в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Блок запорно – регулирующей арматуры и узла расхода газа печи №2, установить на опорах Н-0,7м, на бетонной площадке, размером 7,0х1,7х0,1 м.

Для продувки системы и сброса газа предусмотрен продувочный газопровод Ø32х3,0 мм. Продувочный газопровод выведен выше верхней смотровой площадки на 3,0 м. Прокладка газопровода открытая.

После монтажа надземные газопроводы следует защитить от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки и двух слоев лакокрасочного покрытия.

При монтаже газового оборудования, кроме требований, указанных в строительных нормах и правилах, необходимо соблюдать так же требования к монтажу заводов-изготовителей.

Проектом предусматривается испытание смонтированного газопровода на герметичность и 100% контроль стыков радиографическим методом (просвечивание) подземного газопровода.

Давление для испытания подземного газопровода – 0,6 Мпа,

Давление для испытания надземного газопровода – 0,45 Мпа,

Продолжительность испытания 24 часа.

Работы по монтажу и приемке в эксплуатацию газопровода, сооружений на нем, а также газового оборудования должно производиться в соответствии с требованиями СН РК 4.03-01-2011 и «Правил безопасности в газовом хозяйстве».

Основные показатели по разделу:

- расход газа – 1200,0 нм^3/час;

- протяженность подземных газопроводов из полиэтиленовых труб ПЭ 100 SDR11 ГАЗ по СТ РК ГОСТ Р 50838 – 2011 ∅160х14,6 мм, ∅110х10 мм, ∅63х5,8 мм – 184,4 м;

- протяженность надземных газопроводов из стальных труб ∅159х5 мм, 108х4 мм, ∅89х3,5 мм, ∅57х3,5 мм ∅32х3 мм – 252,0 м.

Пожаротушение

Данный раздел выполнен в соответствии с требованиями СН РК 2.02-11-2002 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре», СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения», СНиП 3.05.04-85* «Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации», СН РК 4.01-05-2002 «Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения и канализации из пластмассовых труб».

В рамках данного раздела предусмотрена замена внутриплощадочных трубопроводов раствора пенообразователя автоматической системы пенотушения печи подогрева нефти.

Подключение проектируемого пенопровода, в соответствии с техническими условиями, выданными главным инженером АНУ ЗФ АО «КазТрансОйл», произведено после задвижек диаметром 150 мм на напорной линии насосов в здании станции пенотушения к стальному трубопроводу диаметром 159х5,0 мм.

Проектируемый трубопровод раствора пенообразователя из полиэтиленовых труб диаметром 63х3,8, 110х6,6, 160х9,5 мм HDPE100 SDR17 по ГОСТ 18599-2001 прокладывается подземно, на минимальной глубине 2,0 м до низа трубы, параллельно демонтируемому существующему пенопроводу.

Грунт в основании под трубы должен быть тщательно выровнен и не содержать твердых включений. Полиэтиленовые трубы укладываются на основание из естественного мягкого грунта, которое укладывается по всему поперечному сечению траншеи. При обратной засыпке полиэтиленовых трубопроводов следует предусматривать подбивку пазух и защитный слой над верхом труб толщиной 30 см из мягкого местного грунта, не содержащего твердых включений (щебень, камень, кирпичи и т.д.). При этом применение ручных и механических трамбовок непосредственно над трубопроводом не допускается. В зимнее время устройство защитного слоя должно производиться незамерзшим грунтом.

В помещении станции пенотушения и камере обслуживания арматуры пенопровод выполнен из стальных электросварных труб диаметром 57х3,0-159х4,5 мм по ГОСТ 10704-91, запорная арматура стальная. Подземные соединения полиэтиленовых труб со стальными выполнены неразъемными, надземные – разъемными фланцевыми.

Предусмотрена замена генераторов пены ГПС-600 на площадке печи подогрева.

Камера обслуживания арматуры, мокрый колодец и насосная пенотушения демонтажу и капитальному ремонту не подлежат.

Основные показатели по разделу:

- расход раствора пенообразователя
на пожаротушение печи подогрева - 30 л/с.

Автоматическая пожарная сигнализация. Проектом предусматривается установка автоматических извещателей пламени типа X5200 на стойках по периметру печи №2. Подключение осуществляется к существующему шкафу автоматического пожаротушения ШП1 в операторной.

Проектируемые извещатели пламени подключаются к существующей системе автоматического пожаротушения, функционирующей на базе оборудования Siemens.

Пожарная сигнализация выполнена на основании СНиП РК 2.02.15-2003 «Пожарная автоматика зданий и сооружений», СНиП РК 3.02-10-2010 «Устройство систем связи, сигнализации и диспетчеризации инженерного оборудования жилых и общественных зданий. Нормы проектирования».

Автоматизация технологических процессов. Существующая система автоматизации печей подогрева нефти имеет трехуровневую структуру:

- нижний уровень представляет собой совокупность датчиков контроля параметров, преобразователей, исполнительных устройств, расположенных непосредственно на объектах контроля и управления. Проектом предусматривается замена всех контрольно-измерительных приборов печи подогрева №2;

- средний уровень включает в себя существующий программируемый контроллер AC800FR фирмы ABB (проект SCADA ABB), который функционально обеспечивает сбор, предварительную обработку технологической информации, передачу ее по каналам связи на верхние уровни, прием команд от верхних уровней на управление и выдачу управляющих сигналов на исполнительные механизмы нижнего уровня. В связи с тем, что проектом предусмотрена замена КИП с подключением к существующим каналам ПЛК, а также работа печи по заданным алгоритмам, изменения на данном уровне автоматизации проектом не предусматривались;

- верхний уровень реализуется техническими средствами – автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора-технолога, размещенное в операторной.

На основании задания на проектирование в объеме работ по данному разделу предусматривается замена всех КИП с подключением к существующей системе SCADA.

В состав автоматизации входят:

- дистанционный контроль температуры нефти в трубопроводе на входе и выходе печи подогрева;
- местный контроль температуры нефти в трубопроводе на входе и выходе печи;
- дистанционный контроль температуры уходящих газов;
- дистанционный контроль температуры на перевале печи;
- дистанционный контроль давления нефти в трубопроводе на входе и выходе печи подогрева;
- местный контроль давления нефти в трубопроводе на входе и выходе печи подогрева;
- местный контроль давления топливного газа у каждой форсунки;
- дистанционный контроль давления жидкого топлива;
- дистанционный контроль разряжения в печи;
- местный и дистанционный контроль давления в трубопроводе подачи газа на печь;
- сигнализация превышения ДВК газа;

- сигнализация наличия пламени горелок печи;
- сигнализация верхнего уровня в резервуаре аварийного сброса;
- текущее измерение уровня в резервуаре аварийного сброса;
- дистанционный контроль давления в трубопроводе на напоре насосов резервного топлива;
- дистанционный контроль расхода газа;
- дистанционный контроль расхода нефти на печь.

Электротехнические решения

Основными потребителями электроэнергии являются технологическое оборудование, электродвигатели насосов, электроприводы задвижек и вентиляторов.

Проектом предусматривается установка, на запорной арматуре, интеллектуальных электроприводов ЭП-4 во взрывозащищенном исполнении с переходной соединительной коробкой для гибкого кабеля в БАРНО. Интеллектуальные электроприводы включены в систему СКАДА. В качестве пусковой и защитной аппаратуры принят существующий щит ЩСУ с распределительной панелью СА 1. ЩСУ служит для электроснабжения и управления электроприводами насосных агрегатов и задвижек. Щит ЩСУ установлен в помещении операторной. Часть автоматических выключателей, магнитных пускателей, реле и другой пускорегулирующей аппаратуры демонтируется.

Все существующие светильники и проводка на печи демонтируются, взамен устанавливаются новые. Освещение выполняется энергоэффективными светодиодными светильниками. Распределительная сеть освещения выполняется кабелем ВВГнг и прокладывается в лотках по эстакаде и в стальных трубах. Питание сети освещения получает с щита управления ЩО (СА 1) из помещения операторной. Мощность светильников 30 Вт.

Проектом предусмотрено заземление печи подогрева Г9ПО2В, а также электрических задвижек, присоединением свободной жилы кабеля к внутреннему контуру заземления болтовым соединением.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Рабочий проект «Капитальный ремонт печи подогрева нефти №2 СПН “Карманово” выполнен с учетом всех действующих в РК требований и нормативов по промышленной безопасности.

Вся арматура, трубопроводы, детали и материалы по данному проекту приняты соответствующими требуемым параметрам и свойствам транспортируемой среды.

Все трубопроводы подлежат гидравлическому испытанию на давление 1,25 раза превышающее рабочее.

К оборудованию, расположенному на высоте более 1,3 м или требующее постоянное обслуживание, запроектированы подходы в виде обслуживающих мостиков. Ширина лестниц и обслуживающих мостиков принята не менее 700 мм. Мостики и лестницы имеют ограждающие перила высотой 1 м. Лестницы, обслуживающие и переходные мостики выполнены из несгораемых материалов. Все вращающиеся и токоведущие части оборудования имеют защитные кожухи. Токоведущее оборудование базы имеет заземление.

Пожарная безопасность зданий и сооружений обеспечивается противопожарными разрывами между ними, молниезащитой и заземлением, размещением, в соответствии с нормами, щитами с первичными средствами пожаротушений (существующими).

На площадке размещения печи подогрева нефти имеются сооружения и технические решения, обеспечивающие предупреждение аварийных ситуаций:

- сечения и конструктивные решения несущих и ограждающих элементов соответствуют требованиям действующих нормативных документов;

- системы контроля работы оборудования имеют существующие подходы, проезды, площадки.

6.4 Охрана окружающей среды

Охрана окружающей среды в рабочем проекте обеспечивается комплексом планировочных, организационно-технических, санитарно-технических и других мероприятий по рациональному использованию природных ресурсов, предотвращению отрицательного воздействия проектируемого объекта на окружающую природную среду.

Качество атмосферного воздуха в районе работ оценивается на этапе строительства.

Этап строительства. Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух района производства работ на этапе строительства являются: строительные машины и механизмы, автомобильный транспорт, земляные работы, связанные с разрушением поверхности грунтов, пересыпка пылящих материалов, монтажные работы с применением сварки, отделочные работы с применением покрасочных материалов. Объем валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период строительства составляет – 0,58144542 г/с или 0,443548 т/год.

Санитарно-защитная зона. Корректировка размеров СЗЗ в зависимости от результатов расчета загрязнения воздуха и розы ветров на период строительства приняты на полную проектную мощность объекта. Приведенные расчеты показывают, что проектируемые работы не окажут значительного воздействия на качество атмосферного воздуха. Состояние атмосферного воздуха останется на прежнем уровне.

Размер санитарно-защитной зоны СПН «Карманово составляет 500 м, I класса опасности.

Водопотребление и водоотведение. Для обеспечения технологического процесса строительных работ при обустройстве скважин и обеспечения хозяйственно-бытовых нужд работающего персонала требуется вода технического и питьевого качества.

Водопотребление, составляет – 149,265 м³/пер:

в том числе:

- расход воды на хоз. Питьевые нужды – 139,14 м³/пер;
- расход технической воды – 10,125 м³/пер;

Водоотведение – 139,14 м³/пер, безвозвратные потери – 10,125 м³/пер.

Все сточные воды собираются подрядчиком в емкости и вывозятся в соответствующие места. Сброс сточных вод на рельеф местности не планируется.

Отходы производства и потребления. При проведении работ на строительной площадке имеет место как производственные отходы в виде упаковочного материала, тары, строительного мусора, так и твердо-бытовые, формирующиеся в процессе нахождения рабочих на площадке строительства.

Характеристика отходов:

- отходы электродов -0,011 т/год;
- тара из-под краски – 0,205 т/год;
- металлом – 70 т/год;
- твердые бытовые отходы – 0,631 т/год;
- образовавшийся излишний грунт – 80 т/год.

Вывоз и утилизация, а также прием бытовых отходов осуществляется с объектов АО «КазТрансОйл» согласно договору.

При выполнении строительства следует предусмотреть выполнение следующих природоохранных мероприятий:

- накопление и хранение отходов производства, складирование и хранения сыпучих стройматериалов;

- по завершении строительных работ необходимо выполнение технической рекультивации и очистки территории от мусора и отходов производства.

В период строительства предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- производить забор воды на технические нужды в объемах, не превышающих объемов потребления необходимых для осуществления строительства;

- на строительных площадках необходимо обустроить стоки и приемники ливневых вод;

- обустройство площадок временного хранения отходов производства и потребления;

- организация четкого контроля управления отходами производства и потребления.

Охрана окружающей среды в рабочем проекте обеспечивается комплексом планировочных, организационно-технических, санитарно-технических и других мероприятий по рациональному использованию природных ресурсов, предотвращению отрицательного воздействия проектируемого объекта на окружающую природную среду.

В целях уменьшения загрязнения воздушного бассейна вредными веществами, сбрасываемые двигателями внутреннего сгорания (ДВС) строительной и транспортной техникой. Охрана природной среды в период строительства обязывает строительные организации осуществлять ряд мероприятий, которые направлены на сохранение окружающей среды и нанесение ей минимального ущерба во время строительства.

К этим мероприятиям относятся:

- комплектация парка техники строительными машинами с учетом уменьшенных значений удельных выбросов вредных веществ в атмосферу их силовыми установками;

- осуществление запуска и прогрева двигателей транспортных средств и строительные машин по утвержденному графику с обязательной диагностикой выхлопа на загрязняющие вещества;

- организация в составе каждого строительного потока ремонтных служб с отделением по контролю за неисправностью топливных систем, двигателей внутреннего сгорания и диагностирования на допустимую степень выброса вредных веществ в атмосферу;

- использование специальных установок для обогрева помещений, подогрева воды, материалов, двигателей; соблюдение требований и согласований местных органов охраны природы.

В период проведения строительных и демонтажных работ обращение с отходами будет осуществляться с учетом положений политики Компании и в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК.

- заключение государственной экологической экспертизы №03-08/1969 от 01.07.2015 г., выданное Министерством энергетики Республики Казахстан комитетом экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе департамента экологии по Атырауской области;

6.5 Организация строительства

Проект организации строительства разработан в соответствии с требованиями СН РК 1.03-00-2011* «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений», а также других нормативных документов, определяющих состав разрабатываемых материалов для организации строительного производства.

В составе ПОС определены потребности строительства в основных машинах и механизмах, материалах и конструкциях, разработаны календарный график строительства и методы монтажа основного оборудования и строительных конструкций, мероприятия по охране труда и технике безопасности.

Нормативная продолжительность строительства определена по СНиП РК 1.04.03-2008 Часть II «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений», «Пособие по определению продолжительности строительства предприятий, зданий и сооружений».

Продолжительность строительства 7,0 месяцев, в том числе подготовительный период 0,7 месяц. Реализацию проекта заказчик планирует в 2017 году.

Привозные материалы, необходимые для строительства будут доставляться автомобильным транспортом.

Район строительства по наличию кадров, предприятий стройиндустрии, автомобильных дорог относится к освоенному.

Объемы основных строительно-монтажных работ и потребность в основных строительных материалах, механизмах и транспортных средствах определена на основании рабочих чертежей. Основные строительно-монтажные работы будут выполняться строительно-монтажной организацией, определяемой по результатам.

6.6 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии со СН РК 1.02.03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» и СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» на основании сборников сметных норм и расценок и принятых проектных решений.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 5.3.2) по выпуску сметной документации в ценах 2001 года.

Сметная стоимость строительства в сметной документации определена базисно-индексным методом, который основан на использовании текущих индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном уровне цен 2001 года и согласно пунктов 2.1 и 5.1 СН РК 8.02-02-2002 служит ориентиром (в качестве максимальной цены) при осуществлении закупа подрядных строительных услуг заказчиком.

При составлении смет использованы:

- сборники сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-21;
- сборники сметных норм и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002) с учетом изменений и дополнений выпуски 1-16;
- сборники расценок на монтаж оборудования (СН РК 8.02-06-2002) с учетом изменений и дополнений выпуски 1-10;
- сборники сметных норм затрат на оборудование и инвентарь (СН РК 8.02-13-2004);
- сборник сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин (СН РК 8.02-03-2002) с учетом изменений и дополнений выпуски 1-16;
- сборник сметных цен на перевозку грузов для строительства (СН РК 8.02-04-2002);
- перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденные заказчиком (администратором бюджетной программы), согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 4.3.5 и 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002.

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

- накладные расходы на строительные, монтажные и специальные строительные работы по приложению №1 СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан»;
- ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 6% (СН РК 8.02-02-2002);
- средства на временные здания и сооружения (СН РК 8.02-09-2002);

- дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время по НДЗ-2001 (СН РК 8.02-07-2002) с учетом изменений и дополнений, выпуск 2;

- затраты на дополнительные отпуска и выслугу лет (СН РК 8.02-02-2002);

В соответствии с Постановлением Правительства от 11 сентября 2007 года №791 переход к текущей сметной (расчетной) стоимости строительства от базовых цен 2001 года выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя на период 2015 года согласно изменениям и дополнениям в Законе «О республиканском бюджете на 2015-2017 годы» от 28 ноября 2014 года №259-V ЗРК и прогноза социально-экономического развития и бюджетных параметров на 2015-2019 гг., установленного на 2015 год в размере 1982 тенге, на 2017 год - 2269 тенге.

Налоги, сборы и обязательные платежи начислены согласно действующему законодательству в размере 2%.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующей периоду строительства, от расчетной стоимости строительства в текущих ценах с учетом налогов, сборов и обязательных платежей.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка проектных решений

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

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

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют 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.

При разработке рабочего проекта учтены местные природно-климатические условия площадки строительства.

В рабочем проекте учтены современные требования по энергосбережению, рациональности объемно-планировочных, конструктивных и других проектных решений.

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

Технические решения с учетом внесенных изменений по п.7.2 соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической, пожарной и взрывной безопасности, охране труда, а также в части надежности, устойчивости строительных конструкций, долговечности.

Качество выполнения проектной документации удовлетворительное.

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

В процессе рассмотрения, по предложениям и рекомендациям филиала РГП «Госэкспертиза» по Атырауской области в рабочий проект «СПН Карманово. Капитальный ремонт печи подогрева нефти Г9П02В №2» внесены следующие изменения и дополнения:

1. Разработаны «Общие данные» по рабочим чертежам по разделу ГП по ГОСТ 21.508-93 пункт 3.3.
2. Указаны размеры сооружений на разбивочном плане в соответствии с ГОСТом 21.508 -93 пункта 5.
3. Разработан план земляных масс.
4. На чертеже АПНУ – Г9П02В – ТК – АВС лист 2 указан трубопровод слива с каре и емкость V=50 м^3.
5. Откорректирована спецификация 09-35/ПП-АПНУ-Г9ПО2В – II – ГСН.С лист 1 в соответствие с чертежом 09-35/ПП-АПНУ-Г9ПО2В – II –ГСН лист 2.
6. Разработаны чертежи площадки с новыми насосами Ш-40-4-19,5-6.
7. Стоимости материалов и оборудования, отсутствующие в нормативной базе 2001 года и принятые по данным прайс-листов обоснованы данными прайс-листов, согласованных заказчиком.
8. В сводном сметном расчете стоимости строительства откорректированы затраты на ПИР в соответствии с РДС РК 8.02-03-2002.
9. В сводном сметном расчете откорректированы стоимость экспертизы согласно «Ценам на проведение экспертных работ по комплексной вневедомственной экспертизе проектов строительства, выполняемых государственной экспертной организацией, независимо от источника финансирования», утвержденных приказом МНЭ РК №167 от 28.02.2015 г.
10. Откорректированы заделы по годам строительства в соответствии с нормативной продолжительностью строительства.
11. Исключена стоимость затрат на пусконаладочные работы, как учтенная в соответствующих разделах нормативных сборников согласно тех. Части.

Таблица №1

Основные технико-экономические показатели по рабочему проекту:

№ п/п	Наименование показателей	Единица измер.	Показатели		-умен., +увел.
			Заявленные	рекомендуемые к утверждению	
1	2	3	4	5	6
1	Площадь отведенного участка	га	0,0375	0,0375	-
2	Площадь застройки	га	0,0051	0,0051	-
3	Площадь покрытий	м^2	4075	4075	-
4	Теплопроизводительность печи подогрева нефти Г9П02В после капитального ремонта	млн.ккал/час	8	8	-
5	Производительность печи по подогреву нефти	м^3/час	600	600	-
6	Расход газа	нм^3/ч	1200	1200	-
7	Общая стоимость строительства в базовых ценах 2001 г. в том числе: - СМР	млн.тенге	106,913 104,767	102,208 100,126	- 4,705 - 4,641

	- оборудование - прочие затраты		0,715 1,431	0,715 1,367	- - 0,064
8	Общая стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2015 - 2017 гг. в том числе: - СМР - оборудование - прочие затраты	млн.тенге	331,862 267,933 1,828 62,100	359,458 293,144 2,093 64,221	+ 27,596 + 25,211 + 0,265 + 2,121
9	В том числе: 2015 год – ПИР и экспертиза 2017 год - СМР	млн.тенге	331,862 -	12,304 347,154	- 319,558 + 347,154
10	Нормативный срок строительства	мес.	7,0	7,0	-

8. ВЫВОД:

С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект «СПН Карманово. Капитальный ремонт печи подогрева нефти Г9П02В №2», соответствует требованиям законодательных актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, рекомендуется к утверждению в установленном порядке со следующими основными технико - экономическими показателями:

Площадь отведенного участка - 0,0375 га;
Площадь застройки - 0,0051га;
Площадь твердых покрытий - 4075 м^2;
Теплопроизводительность печи подогрева нефти Г9П02В после капитального ремонта - 8 млн.ккал/час;
Производительность печи по подогреву нефти - 600 м^3/час;
Расход газа - 1200 нм^3/час;
Общая сметная стоимость капитального ремонта в базовых ценах 2001 г. - 102,208 млн.тенге;
в том числе:
- СМР - 100,126 млн.тенге;
- оборудование - 0,715 млн.тенге;
- прочие затраты - 1,367 млн.тенге.
Общая сметная стоимость капитального ремонта в текущих и прогнозных ценах 2015-2017 гг. - 359,458 млн.тенге;
в том числе:
- СМР - 293,144 млн.тенге;
- оборудование - 2,093 млн.тенге;
- прочие затраты - 64,221 млн.тенге.
Продолжительность строительства - 7,0 мес.

Настоящее экспертное заключение выполнено на основании исходных данных и утвержденных заказчиком материалов для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «Алматинское пусконаладочное управление АООТ «Трест Средазэнергомонтаж» в соответствии с условиями договора от 27.07.2015 г. №05-0185/15.

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

Заказчику во исполнение п.5 Протокольного решения заседания Правительства Республики Казахстан от 2 февраля 2010 года № 17-56/005-1689, 05-12 при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных производителей.

8. ТҰЖЫРЫМ:

«Карманово МДС. Г9ПО2В №2 қыздыру пештерін күрделі жөндеу» жұмыс жобасы бойынша енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және келесі негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен бекітілуге ұсынылады:

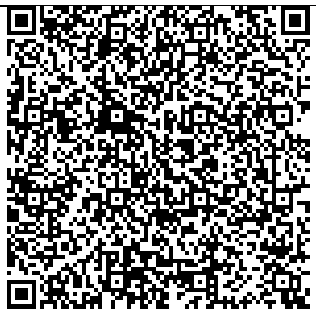
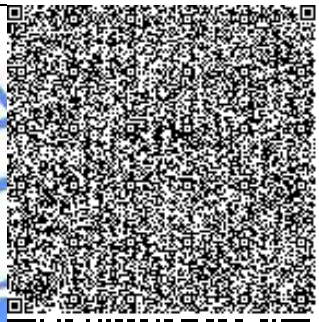
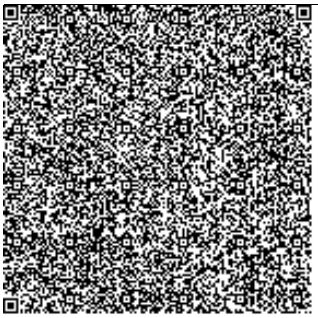
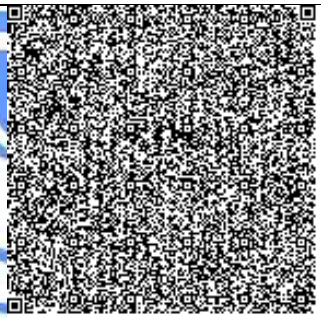
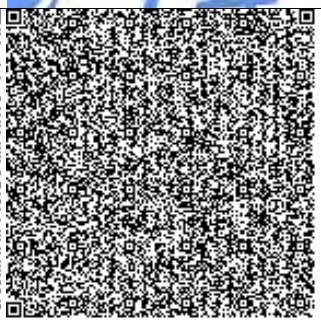
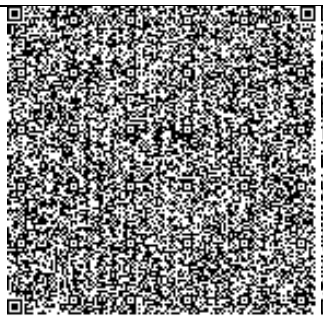
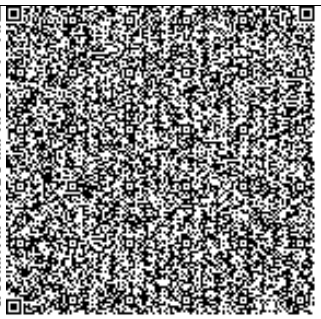
Бөлінген жер телімінің ауданы	- 0,0375 га;
Құрылыс ауданы	- 0,0051 га;
Тұрақты жабынның ауданы	- 4075 шаршы метр;
Күрделі жөндеуден кейін Г9П02В мұнай қыздыру пештің жылу өнімділігі	- 8 млн. ккал/сағ;
Мұнай қыздыру үшін пештің жылу өнімділігі	- 600 текше метр/сағ;
Газдың шығыны	- 1200 нм^3/сағ;
2001 жылғы базалық бағадағы күрделі жөндеудің жалпы сметалық құны	- 102,208 млн.теңге;
оның ішінде:	
- құрылыс-монтаж жұмыстары	- 100,126 млн.теңге;
- жабдықтар	- 0,715 млн.теңге;
- басқа шығындар	- 1,367 млн.теңге.
2015 - 2017 жж. ағымдағы және болжамдағы бағадағы күрделі жөндеудің жалпы сметалық құны	- 359,458 млн.теңге;
оның ішінде:	
- құрылыс-монтаж жұмыстары	- 293,144 млн.теңге;
- жабдықтар	- 2,093 млн.теңге;
- басқа шығындар	- 64,221 млн.теңге.
Күрделі жөндеудің ұзақтығы	- 7,0 ай.

Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен, растығын 27.07.2015 жылғы №05-0185/15 шарттың шарттарына сәйкес «Ашық акционерлі қоғамы үлгісіндегі «Ортаазиялық энергия монтаждық тресі «Алматы қосу-жөндеу монтаждық басқармасы» ЖШС кепілдендірген материалдарды ескеріп орындалды.

Жұмыс жобасы бекітілуге ұсынылғанда және өндіріске кіріскенге дейін осы сараптамалық қорытындыға сәйкестігіне тексерілуге тиісті.

Қазақстан Республикасы Үкімет отырысының 2010 жылғы 2 ақпандағы №17-56/005-1689, 05-12 хаттамалық шешімінің 5 тармағын орындау үшін тапсырысшы құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілерінің жабдықтарын, материалдары мен құрастырмаларын барынша пайдалансын.

Ф.И.О.	Должность	ЭЦП
Джакупова С.М.	Эксперт	
Айтуганова Г.С.	Эксперт	
Садчикова Е.М.	Эксперт	

		
Чапликов А.В.	Эксперт	 
Мустажапова З.Г.	Эксперт	 

Шапабаева Л.П.	Эксперт