ОРАЛ ЭКСПЕРТИЗА

«Мұнай өңдеу зауытындағы нафтаны гидротазалау қондырғысының шикізатты жылыту түйінін жаңғыртуы (түзету)»
жұмыс жобасы бойынша

30.10.2024 ж. № ОЭ-0093/24

ҚОРЫТЫНДЫ
(Оң)

ТАПСЫРЫСШЫ:
АҚ «Конденсат»

БАСЖОБАЛАУШЫ:
ЖШС «ИНТЕК-ОНМР»

Орал қ.

АЛҒЫ СӨЗ

«Мұнай өңдеу зауытындағы нафтаны гидротазалау қондырғысының шикізатты жылыту түйінін жаңғыртуы (түзету)» жұмыс жобасы бойынша осы жиынтық қорытындысы «Орал Экспертиза» ЖШС-нен берілді.

«Орал Экспертиза» ЖШС рұқсатынсыз осы жиынтық қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ОРАЛ ЭКСПЕРТИЗА

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
(Положительный)

№ ОЭ-0093/24 от 30.10.2024 г.

по рабочему проекту
«Модернизация узла подогрева сырья блока гидроочистки нафты на НПЗ (корректировка)»

ЗАКАЗЧИК:
АО «Конденсат»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «ИНТЕК-ОНМР»

г. Уральск

ОРАЛ ЭКСПЕРТИЗА

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящее сводное заключение по рабочему проекту **«Модернизация узла подогрева сырья блока гидроочистки нафты на НПЗ (корректировка)»** выдано ТОО «Орал Экспертиза» г. Уральск.

Данное сводное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения ТОО «Орал Экспертиза»

1. НАИМЕНОВАНИЕ: Рабочий проект «Модернизация узла подогрева сырья Блока гидроочистки нафты на НПЗ. Корректировка» разработан в 2024 году.

Настоящее заключение выполнено на основании договора №ОЭ-0089-01 от 24 сентября 2024 года между ТОО «Орал Экспертиза» и АО «Конденсат».

1.1. Категория: I Категория (основное производство)

1.2. Класс опасности: 1 класс опасности

1.3. Уровень ответственности: 2 уровень технически сложный (45 рабочих дней)

1.4. Ссылка на окончательную версию ПСД:

2. ЗАКАЗЧИК: АО «Конденсат».

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «ИНТЕК-ОНМР» (ГСЛ №16018507 от 02 декабря 2016 года, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Западно-Казахстанской области». Акимат Западно-Казахстанской области. категория I).

4. ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ: негосударственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

задание на проектирование от 25 июля 2024 года, утвержденное Заказчиком;

приложение № 1 к договору подряда № 711255/703320 от 25 июля 2024 года;

архитектурно-планировочное задание № KZ25VUA01247340 от 09 октября 2024 года, выданное «Отделом архитектуры, градостроительства и строительства Бурлинского района Западно-Казахстанской области»;

акт на право частной собственности на земельный участок, кадастровый номер 08-114-012-008 от 21 ноября 2013 г.;

акт на право частной собственности на земельный участок, кадастровый номер 08-114-012-078 от 25 ноября 2013 г.;

постановление о согласовании использования земельного участка для модернизации узла подогрева сырья блока гидроочистки нафты на НПЗ, № 110 от 13 апреля 2021 года, выданное акиматом Бурлинского района Западно-Казахстанской области;

письмо об источнике финансировании № 1607 от 09 октября 2024г, выданное заказчиком;

письмо о сроках строительства № 1589 от 07 октября 2024 г., выданное заказчиком;

акт технического обследования физического состояния, степени надежности и устойчивости существующих зданий и сооружений или их элементов (Блок гидроочистки нафты на НПЗ АО «Конденсат»), от 07 октября 2024г, выданный заказчиком;

дефектный акт, утвержденный заказчиком от 07 октября 2024 года;

эскизный проект, разработанный ТОО «ИНТЕК-ОНМР» в 2024 году;

гарантийное письмо за №1495 от 19 сентября 2024 г.;

отчет по инженерно-геодезическим изысканиям, выполненный ТОО «БюджетГеоСервис» в 2024 году (лицензия № 18008361 от 24 апреля 2018 года,

выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Западно-Казахстанской области». Акимат Западно-Казахстанской области);

отчет по инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ТОО «Аксайгазпроект» в 2024 году (лицензия № 006994 от 18 сентября 2001 года, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Западно-Казахстанской области». Акимат Западно-Казахстанской области).

Технические условия:

АО «Конденсат» от 19 сентября 2024 года - на подключение системы электрического обогрева трубопровода линии газа.

АО «Конденсат» от 2024 года - на подключение трубопроводов по сбросу газа с V-2008 и V-2001 на ГФУ.

АО «Конденсат» от 22 октября 2024 года - на подключение станции катодной защиты тип ИПКЗ-М-РА-0,6-Т12-У1 к электрическим сетям АО «Конденсат». ТУ №2018-011-20/09-ТУ-990205-00.

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организаций:

Письмо-согласование, KZ28VQR00041365 от 04 октября 2024 года выданное РГУ «Департамент Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан по Западно-Казахстанской области».

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу

Том 1	2018-011-20-ОПЗ	Общая пояснительная записка
Том 2		Рабочие чертежи
	2018-011-20-ГП	Генеральный план
	2018-011-20-ТХ	Технологические решения
	2018-011-20-АС	Архитектурно-строительные решения
	2018-011-20-АТХ	Автоматизация технологических процессов
	2018-011-20-ГСН	Наружное газоснабжение
	2018-011-20-СЭО	Система электрического обогрева
	2018-011-20-ЭГ	Молниезащита и заземление
	2018-011-20-ТИ	Теплоизоляция
	2018-011-20-ЭХЗ	Электрохимическая защита
Том 3	2018-011-20-ООС	Охрана окружающей среды
Том 4	2018-011-03-СД	Сметная документация
	Паспорт проекта	
	Эскизный проект	
	Инженерно-геодезические и инженерно-геологические изыскания	

5.4. Цель и назначение объекта строительства

Целью данного проекта является модернизация узла подогрева сырья Блока гидроочистки нафты на НПЗ для оптимизации технологических процессов на территории Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения.

5.5. Существующее положение

Проведенное техническое обследование площадки под строительство проекта «Модернизация узла подогрева сырья Блока гидроочистки нафты на НПЗ. Корректировка» комиссией фирмы АО «Конденсат», показало в целом удовлетворительное состояние сооружений.

По результатам проведенного обследования дополнительных мероприятий по существующим зданиям и сооружениям проводить не требуется.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Участок Узла подогрева сырья Блока гидроочистки нафты на НПЗ расположен: на территории Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения, Бурлинского района, Западно-Казахстанской области, Республики Казахстан.

Природно-климатические условия района строительства

дорожно-климатическая зона (СП РК 3.03-101-2013)	- IV
климатический район (СП РК 2.04-01-2017)	- IIIB
район по снеговой нагрузке на грунт (НТП РК 01-01-3.1(4.1)-2017)	- III (sk=1,50 кПа)
район по базовой скорости ветра (НТП РК 01-01-3.1(4.1)-2017)	- III (qb=0,56 кПа)
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 (СП РК 2.04-01-2017)	- минус 30,5°С
абсолютная минимальная температура воздуха	- минус 43,6°С
абсолютный максимум температуры воздуха	- + 42,3°С
среднегодовое количество осадков, в том числе:	
в зимний период	- 119 мм
в летний период	- 202 мм
максимальная высота снежного покрова	- 54 см

господствующие ветры:

в холодный период – юго-восточные, южные; в теплый период – северо-западные.

Сейсмичность района строительства - 6 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

В результате инженерно-геологических изысканий были вскрыты грунты, которые выделены в три инженерно-геологических элемента (ИГЭ).

ИГЭ-1. Техногенный слой, суглинок буровато-коричневый с включением гальки и гравия.

Вскрытая мощность 0,90 м.

В геолого-генетическом комплексе среднечетвертичных аллювиальных отложений (aQII) выделено два инженерно-геологических элемента.

ИГЭ-2. Глина легкая, пылеватая, коричневого цвета мало влажная, от твердой до полутвердой консистенции, макропористая, комковатая, с включениями карбонатных солей (местами друзы).

Глина обладает слабопросадочными свойствами (при нагрузке 0,3 МПа величина относительной деформации Ɛsl. д.ед. =0,010-0,020).

Глина в условиях свободного набухания (относительная деформация набухания Ɛsw = 0,109) средне набухающая.

Глина сильнодеформируемая при естественной влажности (модуль деформации Е = 6,33 МПа) и очень сильнодеформируемая при водонасыщении (Е = 4,90 МПа).

Вскрытая мощность 1,90 м.

ИГЭ-3. Суглинок тяжелый, пылеватый, светло-коричневого цвета, водонасыщенный, текучепластичной консистенции, пористый, с незначительными включениями дресвы меловых пород, с прослоями мелкозернистого песка (5-10 см). Местами грунт пропитан нефтепродуктами (просматривается визуально, запах H_2S).

Суглинок не обладает просадочными свойствами.

Суглинок не набухающий.

Суглинок очень сильнодеформируемый при естественной влажности (модуль деформации Е = 4,90 МПа) и очень сильнодеформируемый при водонасыщении (Е = 4,38 МПа).

Вскрытая мощность 3,20 м.

Грунты ИГЭ-2 обладают просадочными свойствами первого типа.

Мощность просадочной толщи 2,8 м. Величина просадочных деформаций достигает 1,02 см. Начальное давление просадочности 0,101-0,281 МПа.

При проектировании бетонных и железобетонных конструкций грунты по степени засоленности относятся к незасоленным, с плотным остатком солей 0,634-1,100%.

По степени агрессивного воздействия на бетонные конструкции (для бетонов на портландцементе по ГОСТ 10178-85 водопроницаемости W4) грунты по содержанию сульфатов сильноагрессивные (содержание сульфатов $SO4^2$ составляет 2880,07100,0 мг/кг) и сильноагрессивные по содержанию хлоридов (Cl- составляет 1200,0 мг/кг).

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению:

к углеродистой стали - высокая (9,8-14,32 Ом*м);

к алюминию – высокая (pH=7,1 -7,5, хлор-ион 0,120 %);

к свинцу – высокая (pH = 7,1 -7,5);

Грунты по степени водопроницаемости относятся к слабоводопроницаемым (коэффициент фильтрации 0,002-0,005 м/сут).

В период проведения инженерно-геологической разведки уровень грунтовых вод вскрыт на глубине 4,70 м. Установившийся уровень зафиксирован на глубине 4,0 м и зависит от геоморфологических особенностей местности. Величина напора равна 0,7м.

Сейсмичность территории оценивается до 6 баллов в соответствии с картой сейсмического районирования территории Казахстана.

Тип грунтовых условий по сейсмическим свойствам с учетом литологического строения и глубины залегания уровня грунтовых вод – III.

6.2. Проектные решения

6.2.1. Генеральный план

Генеральный план выполнен на основе инженерно-геодезических изысканий, выполненных ТОО «БюджетГеоСервис» в 2024 году. Система координат – местная. Система высот – Балтийская 1977 года. Характеристика инженерно-геологических условий площадки принята по материалам изысканий в 2024 году, выполненных ТОО «Аксайгазпроект».

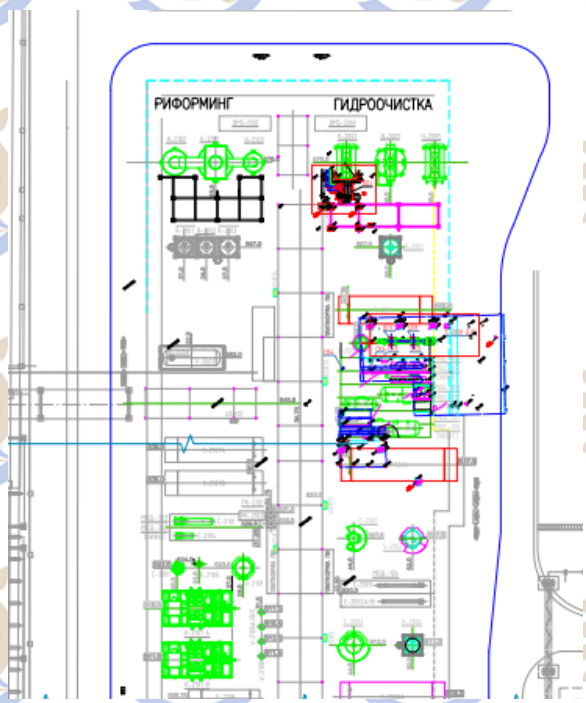

Рис.1 Ситуационный план

Площадка строительства проектируемого объекта находится на территории Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в Западно-Казахстанской области Бурлинского района Республики Казахстан.

Площадка под модернизацию расположена в северной части НПЗ, на действующем Блоке гидроочистки нафты.

Горизонтальная привязка координационных осей сооружений выполнена от существующих и ранее запроектированных зданий и сооружений. За относительную отметку 0,000 принят верх существующей бетонной площадки, соответствующей абсолютной отметке 84,84.

Размещение проектируемых и модернизируемых объектов на генплане выполнено с учетом требований действующих норм и правил в области промышленной и противопожарной безопасности.

В состав объектов, которые планируются к модернизации, входят:

монтаж дополнительных теплообменников Е-2001Е и Е-2001D на линии подачи нафты прямогонной на БГН, будет осуществлен на свободной от застройки территории на существующем бетонном покрытии между модулями 107, 108 и Е-2004;

установка теплообменников предусматривается на опоры ОП1 для теплообменника Е-2001 D/E выполнены из двутавра 20К2 и привариваются к закладным деталям монолитных фундаментов ФМ-1. Установка расходомера с запорно-регулирующей арматурой на проходе 1 змеевика линии 4”-НС-CD3H-2021-2 1/2”H, установка расходомера с запорно-регулирующей арматурой на проходе 2 змеевика линии 4”-НС-CD3H-2022-2 1/2”H, перед печью Н-2001;

для обслуживания задвижек у печи Н-2001 выполнена площадка обслуживания ПО1. Для подъема на площадку обслуживания предусмотрена лестница стремянка Л1. Высота ограждения площадки обслуживания 1,25 м. Рама Р1 покрыта просечно-вытяжной сталью. Будет осуществлена на свободной от застройки территории на существующем бетонном покрытии.

Размещение оборудования выполнено, исходя из основного принципа размещения объектов на генплане, по своему технологическому назначению, с учетом существующей застройки, с учетом существующих автомобильных дорог, возможности подключения к существующим сетям предприятия, а также противопожарных разрывов.

Организация рельефа и благоустройство территории не предусматривается, так как замена оборудования производится на ранее спланированной, огороженной и благоустроенной территории завода.

Земельные участки, на которых планируется модернизация объектов, находятся в постоянном пользовании АО «Конденсат». Дополнительного отвода земли для проведения строительно-монтажных работ не требуется.

6.2.2. Технологические решения

Площадка под модернизацию расположена в северной части НПЗ, на действующем Блоке гидроочистки нафты (БГН). В проекте «Модернизация узла подогрева сырья блока гидроочистки нафты на НПЗ. Корректировка» для оптимизации технологических процессов.

Площадка №1 расположена возле печи Н-2001. Для оптимизации технологических процессов узла подогрева сырья блока гидроочистки нафты на НПЗ запроектирована запорно-регулирующая арматура с диафрагмами на технологических трубопроводах 4"-НС-CD3H-20021-2 1/2"H, 4"-НС-CD3H-20022-2 1/2"H перед входом в печь Н-2001 и далее по змеевиками 1 и 2 внутри печи.

Для обслуживания задвижек и диафрагм, установленных перед входом в печь Н-2001 на технологических трубопроводах 4"-НССD3H-20021-2 1/2"H, 4"-НС-CD3H-20022-2 1/2"H предусмотрена площадка обслуживания ПО1. Так же перенесены датчики

температуры TIT-3651 и TIT-3652 на технологический трубопровод 8"-HC-CD3H-20008-3 1/2"H на выходе из печи H-2001.

Площадка №2 расположена между существующем СКИДом (Модуль 107 и 108) и E-2004.Теплообменники E-2001 D/E монтируются на металлических опорах, которые устанавливаются на монолитные фундаменты. Монолитные фундаменты монтируются между существующим СКИДом №107, №108 и E-2004. Новые теплообменники E2001D/E после обвязки технологическими трубопроводами подлежат утеплению и изоляции. Дренаж с теплообменников E-2001D/E осуществляется в существующую дренажную систему 2"-WS-AA1C-20201-N. Так же в проекте предусмотрен монтаж отсечной и байпасной арматуры для теплообменников E-2001A/B с возможностью их отключения для отчистки при работающей на пониженной производительности установки. Новые технологические трубопроводы после монтажа на них отсечной и байпасной арматуры подлежат утеплению и изоляции. Дренаж с теплообменников E-2001D/E осуществляется в существующую дренажную систему 2"-WS-AA1C-20201-N.

Площадка №3. Для предотвращения теплопотерь существующего технологического трубопровода подачи сырья на БГН от насосов P-813A/B предусматривается обогрев существующего технологического трубопровода пароспутником. Обогрев разделен на два контура. Первый контур (площадка №3) на существующей трубной эстакаде север-восток производится врезка в существующие технологические трубопроводы пара и конденсата. Врезка осуществляется в технологические трубопроводы пара и конденсата между технологическими опорами 107 и 108. Далее новые трубопроводы пара конденсата прокладываются параллельно друг другу по существующей эстакаде до портала. Далее от портала до насосов P-813A/B трубопроводы пара и пароконденсата прокладываются совместно с технологическим трубопроводом подачи сырья на БГН.

Площадка №4. Для предотвращения теплопотерь существующего технологического трубопровода подачи сырья на БГН от насосов P-813A/B. Принято решение прокладки с существующим технологическим трубопроводом пароспутников. Обогрев существующего

технологического трубопровода подачи сырья на БГН от насосов P813A/B будет осуществляться пароспутниками. Обогрев разделен на два контура. Второй контур (площадка №4). на существующей трубной эстакаде БГН производится врезка в существующие технологические трубопроводы пара и конденсата. Врезка осуществляется в технологические трубопроводы пара и конденсата между технологическими опорами 51 и 52 на существующей трубной эстакаде на БГН. Далее пароспутники прокладываются совместно с технологическим трубопроводом подачи сырья на БГН до портала и модуля №100.

Площадка №5. При недозагрузке других технологических установок НПЗ, образуются излишки заводского и водородсодержащего газа. Данные излишки будут направлены на ГФУ-5М-01 для снижения потребления покупного товарного газа. Прокладка трубопровода для подачи избытка Заводского газа с сепаратора V-2008 с врезкой в трубопровод подачи газа на ГФУ-5М-01. Прокладка осуществляется трубопроводом Ду80 надземно по существующей трубной эстакаде БГН. Обогрев проектируемого технологического трубопровода осуществляется электрокабелем и для снижения теплопотерь трубопровод покрывается теплоизоляционными матами с покрывным слоем из оцинкованных листов т=0,7 мм.

Предусматривается монтаж трубопровода для подачи избытка ВСГ с сепаратора V-2001 надземно по существующей трубной эстакаде БГН до точки подключения к трубопроводу Ду80 от сепаратора V-2008.

Объединенный поток излишков газа по трубопроводу Ду100 до ГФУ-5М-01, монтаж осуществляется подземно.

Описание технологической схемы Блока гидроочистки нафты

Нафта прямогонная из резервуара поз.Т-0812 или Т-0813 промежуточного резервуарного парка насосом поз.Р-0813А/В подается на БГН с расходом 19-44,7 м3/час и с температурой 40°С в летнее время и 0°С в зимнее время. Сырье БГН проходит через один из попеременно работающих фильтров поз. V-2006А/В, где происходит удаление твердых компонентов, тонкость очисткой 5 мкм, Тип фильтра - картриджный.

Очищенный на фильтрах поток нафты поступает далее во входной сепаратор сырья поз. V-2005, в сепараторе происходит выделение из углеводородного сырья кислой воды, которая может содержаться в нафте прямогонной.

В сепараторе поддерживается избыточное давление, подачей топливного газа. Регулирование давления осуществляется автоматически контуром регулирования, предусмотрена сигнализация максимального (0,8 МПа) и минимального (0,2 МПа) давления.

После отделения кислой воды из входного сепаратора сырье насосом поз. Р-2001А/В расходом (20-45 м3/час), подается на смешение с циркулирующим водородсодержащим газом. Водородсодержащий газ (ВСГ) подается в тройник смешения циркуляционным компрессором поз. К- 2101 А/В с расходом не менее 1500 нм^3/ч и температурой 100-105°С.

Далее ГСС с температурой 40-60°С последовательно проходит межтрубное пространство теплообменников Е-2001А/В/С/D/E, где нагревается до температуры 247°С за счет рекуперации тепла газопродуктовой смеси (ГПС), выходящей из реактора гидроочистки поз.R-2001.

После прохождения теплообменников поток ГСС поступает в печь нагрева сырья поз.Н -2001 поступает далее в реактор БГН поз.R-2001.В реакторе БГН на катализаторе происходит гидрообессеривание нафты прямогонной. Реакция в реакторе БГН имеет экзотермический характер, поэтому температура газопродувной смеси по проекту должна повышаться до 293-342°С на выходе из реактора, но на практике, перепад температуры в R-2001 не наблюдается.

Выходящая из реактора поз. R-2001 ГПС направляется в теплообменники поз.Е2001Е/D/C/B/A. Проходя последовательно по трубному пространству этих теплообменников она охлаждается, нагревая поступающий поток ГСС. Отдавшая часть тепла реакции ГПС поступает для дальнейшего охлаждения и конденсации в охладитель продукта поз.Е-2004, который представляет собой воздушный холодильник-конденсатор, односекционный. Воздух для охлаждения нагнетается двумя вентиляторами. К потоку горячей газопродуктовой смеси на входе в охладитель продукта реактора поз.Е-2004 добавляется промывочная вода для промывки трубок охладителя продукта реактора БГН с целью предотвращения отложения и накопления в трубках охладителя неорганических солей гидросульфида аммония. Предусмотрена, также возможность подачи промывочной воды в трубопровод ГПС между теплообменниками поз. Е-2001А/В и В /С.

Проектом предусматривается монтаж байпасной линии теплообменников поз. Е-2001 А/В и поз. Е-2001 D/E, для возможности выполнения чистки и ремонтных работ без останова производства в целом.

Технологические трубопроводы

Проект прокладки технологических трубопроводов на территории проектируемых и модернизируемых объектов разработан в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих на территории Республики Казахстан.

При разработке технологических схем диаметры трубопроводов приняты, исходя из максимального рабочего объема продукта, транспортируемого по трубопроводу в единицу времени, и рекомендуемой линейной скорости, что соответствует нормативным требованиям согласно п.п. 7.6 ВНТП 81-85.

Расчетные диаметры подтверждаются гидравлическим расчетом по выполненной монтажной прокладке трубопроводов при разработке рабочей документации.

Применение электрообогрева и теплоизоляции технологических трубопроводов предусмотрено в соответствии с СНиП РК 3.05-09-2002 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы" (с изменениями от 03.08.2010г.).

Все трубопроводы проложены с уклоном. Для возможности продувки и дренажа трубопроводов предусмотрены специальные устройства. В высших точках трубопроводов установлены воздушники, а в низших – дренажи.

Все трубопроводы после окончания монтажа подлежат испытанию на прочность и плотность гидравлическим способом, а трубопроводы групп Ба, Бб, кроме того, дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания.

Технологические трубопроводы в зависимости от свойств транспортируемой среды, расчетных давления и температуры, расчетной отрицательной температуры окружающего воздуха изготовлены из углеродистых, низколегированных и нержавеющих сталей.

Срок службы трубопроводов определялся в зависимости от коррозионной активности транспортируемой среды, коррозионной стойкости материалов и изделий, а также от выбранной толщины стенки трубы, но он не может быть менее 10 лет.

В проекте приняты следующие диаметры и толщины трубопроводов: 4” S/SX, 6” S/SX, сталь 09Г2С(60х5,5), 15ХМ(168х10), 08Х18Н10Т(219х12).

6.2.3. Конструктивные решения

Уровень ответственности здания – II, технически сложный.

Степень огнестойкости - II.

Класс функциональной пожарной опасности: Ф5.1.

Класс конструктивной пожарной опасности С0.

Класс пожарной опасности строительных конструкций К0.

Площадка под модернизацию расположена в северной части НПЗ на действующем Блоке гидроочистки нафты (БГН).

Модернизация узла подогрева сырья Блока гидроочистки нафты на НПЗ производится для оптимизации технологических процессов. С этой целью запроектированы дополнительный теплообменник Е-2001D/E и регулирующие задвижки перед печью Н-2001.

За относительную отметку 0.000 принят верх существующей бетонной площадки, соответствующей абсолютной отм. 84,840.

Теплообменник Е-2001D/E на металлических опорах устанавливается на монолитные фундаменты.

Опоры ОП1 для теплообменника Е-2001D/E выполнены из двутавра 20К2 по СТО АСЧМ 20-93 и привариваются к закладным деталям монолитных фундаментов ФМ-1.

Монолитный железобетонный фундамент ФМ-1 выполняется из сульфатостойкого бетона кл.В15 и армируется сетками из арматурных стержней Ø8…Ø14 А400.

Для крепления опор в фундаментах предусмотрены закладные элементы.

Под фундаменты выполнена подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 100мм.

Верх фундамента под опоры выступает над поверхностью земли на 0,1 м (дополнительно уточняется при монтаже).

Основанием фундаментов служат грунты ИГЭ-2– глина легкая, пылеватая, коричневого цвета, маловлажная, от твердой до полутвердой консистенции, макропористая, комковатая, свключением карбонатных солей, с расчетными характеристиками: Y" = 1, 80 г/см^3, φ" = 18º, с"= 0,0144 МПа, Е"= 6,33 МПа;

Грунты просадочные I типа.

Расчеты оснований фундамента выполнены с помощью программы расчета и анализа подземных строительных конструкций «Base».

После установки монолитных фундаментов восстанавливается бетонное покрытие из бетона кл.В15 толщиной 200мм, уложенное на щебень пропитанный битумно-эмульсионной мастикой Руфимаст по ТУ 5775-001-32941750-20144 толщиной 100 мм.

Для обслуживания задвижек у печи Н-2001 предусмотрена площадка обслуживания ПО1. Площадка обслуживания ПО1 крепится к существующей площадке с помощью сварки.

Рама площадки выполнена из швеллеров 16П ГОСТ 8240-97 и покрыта настилом из просечно-вытяжной стали ТУ 36.26.11-5-89.

Для подъема на площадку обслуживания предусмотрена лестница-стремянка Л1. Лестница выполнена из уголков 100х10 ГОСТ 8509-93. Лестница Л1 крепится к существующему бетонному основанию анкер-шпильками HILTI HST M16x140/25.

Ограждение площадки выполнено из уголков 50х5 ГОСТ 8509-93. Высота ограждения площадки обслуживания 1,25 м.

Защита строительных конструкций

Монолитные фундаменты выполнить из бетона на сульфатостойких цементах.

Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за 2 раза по очищенной поверхности, надземную часть фундамента обмазать грунтовкой ПФ-133 ГОСТ 926-82.

В соответствии с требованиями ВУПП-88 «Вневедомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» опоры под теплообменник необходимо покрыть огнезащитным покрытием с огнестойкостью 1 час, остальные конструкции покрыть антикоррозионным покрытием.

Огнезащитное покрытие:

грунтовка 2 слоя Carboline 890 толщиной 2-4 milsDFT;

3 слоя огнеупорной краски National Fire Retardant Paint с толщиной покрытия 400 мкм.

Антикоррозионное покрытие.

Перед нанесением покрытия все металлические конструкции подвергнуть предварительной подготовке поверхности по ГОСТ 9.402-2004, табл.3, обезжирить уайт-спиритом или растворителем «НЕФРОС Н150/180».

При необходимости поверхность металла пескоструить.

Все металлические конструкции окрашиваются в заводских условиях.

Антикоррозионное покрытие:

1 слой Carboline 890 толщиной 2-4 milsDFT;

1 слой Carboline 890 толщиной 4-6 milsDFT, цвет серый С705; ограждения лестницы и площадки обслуживания цвет RAL 1026 (желтый).

6.2.4. Инженерное обеспечение, сети и системы

6.2.4.1. Газоснабжение наружное

Раздел рабочего проекта выполнен на основании задания на проектирование, в соответствии с требованиями нормативных документов республики Казахстан, СП РК 4.03-101-2013 «Газораспределительные системы», СН РК 4.03-01-2011 «Газораспределительные системы» и ТУ выданных АО «Конденсат» N2018-011-20/09-ТУ-990199-00.

Подключение трубопровода по сбросу газа с сепаратора V-2008 осуществляется в существующий трубопровод N 2"-SMP-AA1C-20145-1.

Технологические параметры сепаратора V-2008: рабочее давление в сепараторе 7,8 кгс/см^2, температура 70ºС, максимальный расход газа 4,8 тонн/час диаметр трубопровода Ø89мм.

Подключение трубопровода по сбросу газа с V-2001 сепаратора осуществляется в существующий трубопровод N3"-GS-CA3C-20127-1.

Технологические параметры сепаратора V-2001: рабочее давление в сепараторе 27 кгс/см^2, температура 35ºС, максимальный расход газа 2400 нм^3/час, диаметр трубопровода Ø57мм.

Площадка №5. Прокладка трубопровода сброса избытка заводского газа с сепаратора V-2008 до врезки в трубопровод подачи газа на ГФУ-5М-01. Прокладка осуществляется трубопроводом Ду80 надземно по существующей трубной эстакаде БГН.

Обогрев проектируемого технологического трубопровода осуществляется электрокабелем и для снижения теплопотерь газопровод покрывается теплоизоляциионными матами с покрывным слоем из оцинкованных листов стали толщиной 0,7мм.

Предусматривается монтаж трубопровода для сброса ВСГ с сепаратора V-2001 надземно по существующей трубной эстакаде БГН до точки подключения к линии газа от V-2008.

После объединения потоков газа из сепараторов V-2008 и V-2001 предусматривается монтаж участка трубопровода газа на Ду100мм подземно до ГФУ-5М-01.

Подключение трубопровода от сепараторов V-2008 и V-2001 к горизонтальной факельной установке (ГФУ-5М-01) осуществляется в трубопровод диаметром 80 мм после отсекателя.

После входа газопровода в землю от двух сепараторов предусмотрен стальной переход диаметр 89 на 114мм. Газопровод запроектирован из стальных электросварных бесшовных диаметром 114х6,0 по ГОСТ 8732-78 Подземный газопровод изолируется нефтяным битумом.

Перед врезкой газопровода к горизонтальной факельной установке ГФУ-5М-01 предусмотрена задвижка стальная фланцевая Ру40 МПа, диаметром 80мм ТУ 3741-006-07533604-2017. При пересечении газопровода с автодорогами предусмотрены футляры из полиэтиленовых труб диаметром160х6,2 ПЭ-100 SDR21 ГОСТ Р 50838-2011.

На углах поворота газопровода предусмотрены опознавательные знаки. Надземный газопровод окрашивается эмалью ПФ-115 желтого цвета.

6.2.4.2. Электротехнические решения

Проектом предусматривается проведение модернизации узла подогрева сырья блока гидроочистки нафты на НПЗ:

монтаж дополнительных теплообменников E-2001D и E-2001E на линии подачи нафты прямогонной на БГН.

Система электрического обогрева (СЭО)

Проектом предусматривается система электрического обогрева проектируемого трубопровода линии газа.

На трубопроводе предусматривается установить электронный термостат с регулированием по температуре обогреваемой поверхности ETS-05-L2-EP.

Электропитание термостата системы электрического обогрева трубопровода линии газа выполняется, согласно ТУ №2018-011-20-ТУ-990167-00 от 25 июля 2024 года выданные Заказчиком АО «Конденсат», силовым кабелем с медными жилами марки ВБбШвнг(А) сечением 3х2,5мм^2 от существующего шкафа 0,4кВ НТР-2001.

В местах соединения силовых и греющих кабелей предусматриваются взрывозащищенные соединительные коробки типа УХЛ.

Проектируемую кабельную линию предусматривается проложить по существующей кабельной эстакаде.

Электрообогрев трубопровода предусматривается греющим кабелем 4XTV2-CT-T3.

Проектом предусмотрено применить оборудование системы электрического обогрева фирмы «Raychem».

Проектируемое оборудование для системы электрического обогрева предусмотрено для применения во взрывоопасных зонах.

Монтаж и подключение выполнять согласно паспортных данных и рекомендациям завода-изготовителя.

Основные показатели проекта:

Категория надежности электроснабжения	III
Напряжение питающей сети	~220 В
Расчетная мощность	1,740 кВт
Расчетный ток	8,0 А
Длина питающего кабеля ВБбШвнг (А)-3х2,5мм^2	36 м
Длина греющего кабеля 4XTV2-CT-T3	163 м
Электронный термостат ETS-05-L2-EP	1 шт

Защитные мероприятия по безопасности:

Молниезащита и заземление (ЭГ)

Проектом не предусматриваются дополнительные меры по молниезащите, поскольку проектируемое оборудование располагается на территории предприятия и в зоне существующей молниезащиты.

Проектом предусматривается следующие меры по защите проектируемого технологического оборудования от статического электричества, а также заземлению проектируемого электрооборудования:

заземление теплообменника Е-2001Е;

заземление теплообменника Е-2001 D.

В качестве заземляющего проводника применяется полоса стальная 4х30 мм.

Соединения заземляющих проводников выполнить методом сварки.

Полосы заземления металлоконструкций проектируемых установок присоединить к существующей сети заземления предприятия.

Решения по электрохимической защиты (ЭХЗ)

Раздел «Электрохимическая защита» выполнен на основании:

технических условий № ТУ № 2018-011-20/09-ТУ-990205-00 на подключение Станции катодной защиты тип ИПКЗ-М-РА-0.6-Т12-У1 к электрическим сетям АО «Конденсат»;

задания на проектирование;

смежных частей проекта.

Данным проектом решается вопрос электрохимической защиты проектируемого газопровода на ГФУ от подземной коррозии и коррозии блуждающих токов.

Для защиты подземного газопровода проектом предусматривается установка станции катодной защиты типа ИПКЗ-М-РА-0,6-Т12-У1, глубинного анодного заземлителя типа АЗЖУ-РА-УК-5-30 и контрольно-измерительных пунктов электрохимиче¬ской катодной защиты.

Основные показатели проекта:

Станция катодной защиты ИПКЗ-М-РА-0.6-Т12-У1	1шт
Анодный заземлитель АЗЖУ-РА-УК-5-30	1шт
Контрольно-измерительный пункт КИП.ПСС-3-12-8-БСЗ-ПР-1-30-У1	1шт
Контрольно-измерительный пункт КИП.ПСС-3-12-0-У1	3шт
Блок проводниковых индикаторов скорости коррозии БПИ-2-2	4шт
Электрод сравнения с комплектным кабелем ЭНЕС-4М-7	4шт

Кабель силовой ВБбШвнг 3х6мм^2 120м
Кабель силовой ВБбШв 2х35мм^2 54м
Кабель контрольный КГВЭВ 4х2,5мм^2 4м
Подземная лента предупреждения 150мм 54м

Решения по автоматизации и АСУТП

Для контроля и управления процессом, проектом предусматриваются контрольно-измерительные приборы (КИП).

Требования к средствам контроля и автоматизации:

проектируемое оборудование должно быть оборудовано средствами контроля и автоматизации в количестве, достаточном для обеспечения контроля и безопасной эксплуатации оборудования;

сигналы от датчиков, должны подключаться напрямую к модулям вводов/выводов в шкафах РСУ и ПАЗ, расположенных в контроллерной здания ЭП-1502;

Подрядчик обеспечивает размещение и подключение проектируемого оборудования к существующим системам электроснабжения, технологическим линиям, системам промливневых стоков, пожаротушения, водоснабжения, пожарно-охранной сигнализации и другим инженерным сетям в соответствии с техническими условиями (ТУ), выдаваемыми Заказчиком.

Для КИП предусмотрена прокладка кабелей к существующим соединительным коробкам РСУ, 20-IJB-001/20-IJB-011. Далее сигналы передаются по существующим каналам в контроллер РСУ, расположенный в шкафах 20-DCS-001/20-DCS-001.

В шкафах ПАЗ, 20-SIS-01, и шкафах РСУ, 20-DCS-001/20-DCS-001, проектом предусматривается переключение резервных жил, используемых для передачи новых сигналов, на свободные каналы системы ПАЗ и РСУ соответственно.

Кабели КИП предусматриваются бронированные в негорючей оболочке, не содержащей галогенов.

Кабельные вводы в соединительные коробки с сертификацией по взрывозащите и для использования с бронированными кабелями.

Площадка под модернизацию расположена в северной части НПЗ на действующем Блоке гидроочистки нафты (БГН). Модернизация узла подогрева сырья Блока гидроочистки нафты на НПЗ производится для оптимизации технологических процессов.

С этой целью запроектирован дополнительный теплообменник Е-2001 D/E и регулирующие задвижки перед печью Н-2001, а также дополнительное оборудование:

датчики температуры - 2шт;
манометры - 2шт;
сужающие устройства - 2шт.

Энергоэффективность

В соответствие с Законом Республики Казахстан от 13 января 2012 года №541-IV «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» основными направлениями энергосбережения являются:

оптимизация режимов производства, распределения и потребления электроэнергии;

реализация проектов по внедрению энергоэффективного оборудования и передовых технологий.

В данном проекте предусмотрены следующие мероприятия по экономии электроэнергии:

расчет и выбор электрооборудования выполнен с учетом максимальной экономии и уменьшения потерь электроэнергии за счет подбора оптимальных технических характеристик, возможных эксплуатационных режимов работы оборудования;

применение электрооборудования, отвечающего современным требованиям международных стандартов;

Сечение силовых кабелей и проводов выбрано по допустимой токовой нагрузке и потере напряжения в нормальном и аварийном режимах.

Сеть электроснабжения построена с учетом обеспечения минимальных потерь.

6.3. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывоопасных ситуаций

Блок гидроочистки нафты относится к взрывопожароопасному производству, так как в нем обращаются взрывоопасные углеводородные газы и ЛВЖ.

Согласно расчетных данных блок гидроочистки нафты относится к III-ой категории взрывоопасности.

Проектируемый объект не относится к категорированным по гражданской обороне объектам, вследствие этого степень огнестойкости разделом 4, СНиП 2.01.51-90 не регламентируется.

Необходимость строительства защитных сооружений гражданской обороны данным проектом не рассматривается.

В случае аварийной ситуации все сотрудники вывозятся в г. Аксай, находящийся на расстоянии 35 км от проектируемого объекта.

При размещении оборудования учитывалась последовательность технологических процессов, обеспечение безопасной эксплуатации и ремонта технологического оборудования, минимальная длина коммуникаций, особенности работы и эксплуатации технологического оборудования.

Размещение оборудования и устройств предусматривалось с максимальным использованием существующих инженерных сетей.

Решения по обеспечению безопасной работы при эксплуатации объекта, заложенные в проекте и направленные на обеспечение устойчивой работы в условиях мирного времени, будут способствовать устойчивой работе и в условиях военного времени.

Проектируемый объект располагается на территории Бурлинского района Западно-Казахстанской области, и входят в местную и территориальную системы оповещения по ГО.

Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС по ЗКО оповещает об угрозе воздушной тревоги, радиоактивного или химического заражения подачей сигнала «Внимание всем!», включением электросирен и передачей экстренного речевого сообщения по радиоканалам и местному каналу телевидения.

В целях обеспечения пожарной безопасности планировка территории обеспечивает свободный проезд пожарных машин.

На территории предприятия предусмотрен производственно-противопожарный водопровод с пожарными гидрантами и лафетными стволами, предназначенный для производственных нужд и пожаротушения. Речная (техническая) вода из Балки Кончу-бай подается насосами первого подъёма в пожарные резервуары, расположенные на территории НПЗ.

Тушение пожаров и обеспечение надзора за пожарной безопасностью НПЗ АО «Конденсат» осуществляет служба пожарной охраны. Личный состав пожарной охраны размещается в объектовом пожарном депо.

Для тушения пожаров предусматривается применять противопожарные силы ФАО «Орт сондируши», пожарную технику НПЗ с привлечением пожарной техники подрядной организации «КПО».

В случае необходимости для помощи в тушении пожара привлекаются пожарные подразделения расположенного в 35 км города Аксай и пожарное подразделение нефтебазы «Казахстанская», принадлежащей АО «Конденсат» и расположенной в г. Аксай.

6.4. Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Рабочий проект «Модернизация узла подогрева сырья Блока гидроочистки нафты на НПЗ. Корректировка» выполнен в соответствии с Кодексом РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» и требований Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Проектом «Модернизации узла подогрева сырья Блока гидроочистки нафты на НПЗ. Корректировка» предусматривается добавление новых теплообменников, монтажные работы отсечной и байпасной арматуры для теплообменников, расходомеров на потоках печи Н-2001 по линии входа, перенос тройника разделения потока газосырьевой смеси, монтаж регулирующих запорных арматур на потоках печи, парового теплоспутника, надземного трубопровода. Данные работы предусмотрены на существующем объекте, где определены границы санитарно-защитной зоны.

Граница Санитарно-защитной зона НПЗ определена проектом «Обоснование размеров санитарно-защитной зоны (СЗЗ) для малотоннажной установки по производству топлив (МТУ) АО«Конденсат» выполнен ТОО «Казахстанское агентство Прикладной Экологии» филиал «КАПЭ»(Государственная лицензия на выполнение работ в области охраны окружающей среды 01123Р от11.10.07). Санитарно - защитная зона установлена размером 5000 метров от источников загрязнения атмосферного воздуха

Согласно критериев оценки степени риска и проверочных листов в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, утвержденного совместным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 27 июня 2017 года № 463 и Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 июля 2017 года № 285 объект относится к объекту с высокой степенью риска и подлежит контролю со стороны органов Государственного санитарно-эпидемиологического надзора по особому порядку.

6.5. Организация строительства

Строительство должно осуществляться в соответствии со СН РК 1.03-00-2011 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений».

При организации строительного производства должны обеспечиваться:

согласованная работа всех участников строительства объекта с координацией их деятельности генеральным подрядчиком в соответствии с утвержденными планами и графиками работ;

комплектная поставка материальных ресурсов из расчета, предусмотренными календарными планами и графиками работ;

выполнение строительных, монтажных и специальных строительных работ с соблюдением технологической последовательности технически обоснованного совмещения;

строительно-монтажными организациями должны быть разработаны и утверждены в установленном порядке рабочие инструкции по технике безопасности, по видам работ и профессиям применительно к местным условиям;

соблюдение правил техники безопасности;

соблюдение требований по охране окружающей природной среды.

Расчет продолжительности строительства выполнен согласно СН РК 1.03-02-2014 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений, часть II».

Нормативный срок продолжительности строительства составляет 3,0 месяца.

6.6. Сметная документация

Сметная документация составлена 7.4 территориальному району.

Сметная документация разработана в соответствии с «Нормативным документом по ценообразованию в строительстве», утвержденным приказом КДС и ЖКХ МИИР РК от 01.12.2022 г. № 223-нқ, на основании государственных сметных нормативов, задания на проектирования и принятых проектных решений.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2024.9) по выпуску сметной документации в текущих ценах 2023 года.

При составлении смет использованы нормативные документы, утвержденные приказам «Комитет по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства промышленности и строительства Республики Казахстан» №97нк от 12.06.2024г:

НДЦС РК 8.01-08-2022 "Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан"(с изменениями и дополнениями по приказу Комитета по делам строительства и ЖКХ МИИР РК от 20.03.2023 года № 41-нк.

ССЦ РК 8.04-08-2024 «Сборники сметных цен в текущем уровне на строительные материалы, изделия и конструкции»;

ССЦ РК 8.04-09-2024 «Сборник сметных цен в текущем уровне на инженерное оборудование объектов строительства»;

СЦ1П РК 8.04-12-2024 «Сборник сметных цен в текущем уровне на перевозки грузов для строительства. Отдел 1. Автомобильные перевозки»;

СЦПГ РК 8.04-12-2024 «Сборник сметных цен в текущем уровне на перевозки грузов для строительства. Отдел 2. Железнодорожные перевозки»;

СЦЭМ РК 8.04-11-2024 «Сборник сметных цен в текущем уровне на эксплуатацию строительных машин и механизмов»;

СЦЗТ РК 8.04-13-2024 «Сборник сметных цен на затраты труда в строительстве»;

«Нормативные документы по ценообразованию и сметам. Изменения и дополнения. Выпуск 40»;

НДЦС РК 8.04-03-2024 «Единичные сметные цены на строительно-монтажные работы. Сборник 1. Здания. Выпуск 1. Здания жилищно-гражданского назначения»;

НДЦС РК 8.04-03-2024 «Единичные сметные цены на строительно-монтажные работы. Сборник 2. Линейные сооружения. Выпуск 1.Автомобильные дороги»;

НДЦС РК 8.04-03-2024 «Единичные сметные цены на строительно-монтажные работы. Сборник 3. Наружные инженерные сети. Выпуск 1.

Наружные инженерные сети водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения»;

НДЦС РК 8.04-03-2024 «Единичные сметные цены на строительно-монтажные работы. Сборник 4. Энергетическое строительство. Выпуск 1. Наружные сети энергоснабжения»;

НДЦС РК 8.04-07-2024 «Индексы стоимости для строительства»;

НДЦС РК 8.01-11-2024 «Методические рекомендации по разработке укрупненных показателей сметной стоимости конструктивных элементов зданий (сооружений) и видов (комплексов) работ»;

НДЦС РК 8.01-12-2024 «Методические рекомендации по разработке укрупненных показателей стоимости строительства»;

НДЦС РК 8.01-13-2024 «Методические рекомендации по разработке нормативов предельной стоимости строительства».

В сводной сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

НДЦС РК 8.04-09-2022 «Сметные нормы дополнительных затрат. Затраты на организацию и управление строительством» 8.5%;

сметная прибыль в размере 5 % от сметной стоимости строительно-монтажных работ от итога глав 1–8 сводного сметного расчета стоимости строительства (НДЦС РК 8.01-08-2022);

Нормы непредвиденных работ и затрат применяются в зависимости от вида строительства от итога глав 1–8 сводного сметного расчета стоимости строительства (НДЦС РК 8.01-08-2022) 3%.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы:

В процессе рассмотрения по замечаниям ТОО «Орал Экспертиза» в рабочий проект «Модернизация узла подогрева сырья блока гидроочистки нафты на НПЗ (корректировка)» внесены следующие изменения и дополнения:

Раздел АС

1. Предоставлен расчет фундаментов под теплообменник.

2. лист АС3, АС-4. Заглубление монолитного фундамента ФМ-1 принято не ниже прилегающих существующих фундаментов. Выполнена проверка на допустимую разность Δh заглубления соседних фундаментов согласно СП РК 5.01-102-2013 «Основания зданий и сооружений», п.4.4.10 и «Руководства по проектированию оснований зданий и сооружений, Москва.1978.г» п.3.129.

Раздел ГСН

1. Лист ГСН1 представлены «Общие указания»: обоснование проектирования; исходные данные; площадки где ведется проектирование; описан процесс прокладки газа; указаны параметры и давление газа; способ прокладки газа; принятые трубы газа. Представлены «Указания по монтажу», испытания, условия прокладки, антикоррозийное и покрасочное покрытие, согласно ГОСТ 21.710-2021, раздел 5.

2. Лист ГСН1 представлен «Перечень разработанных чертежей» ГСН «Ведомость ссылочных и прилагаемых документов», согласно ГОСТ 21.710-2021.

3. Листы ГСН2,3,4,5 откорректированы согласно представленного Технического условия №2018-011-20/09-ТУ-990199-00, утвержденного заместителем главного инженера АО «Конденсат».

4. Лист ГСН2 обозначены номера площадок прокладываемого газа. На плане представлена прокладка газопроводов с необходимыми надписями, длинами, диаметрами, согласно ГОСТ 21.710-2021.

5. Листы ГСН3,4 добавлены условные обозначения газопровода, надписи, какой газ, уточнены общие размеры и между опорами, согласно ГОСТ 21.710-2021.

6. Лист ГСН5 параллельно газопроводу на расстоянии 20см проложена сигнальная лента ЛСГ по всей длине газопровода. Сделаны соответствующие надписи на профиле и сечении траншеи, согласно ГОСТ 21.710-2021.

7. Лист ГСН5,2 на футляре контрольная трубка установлена в нижней точке, согласно СП РК 4.03-101-2013 .

8. Представлен лист ГСН.СО по ГОСТ 21.110-2013, «Спецификация оборудования, изделий и материалов» (включены трубы, арматура, врезки проектируемых трубопроводов в существующие, окраска, защита трубопроводов, испытания, крепления трубопроводов, включена сигнальная лента ЛСГ).

9. Общая пояснительная записка. В содержание листа 2, добавлен раздел ГСН. Представлено описания по разделу ГСН.

Раздел СМ.

Общие замечания.

1. Виды и объемы работ в локальных сметах приведены в соответствие спецификациями и чертежами проекта после внесения изменений по замечаниям экспертов других разделов
2. Откорректированы расценки в локальных сметах в соответствии с проектными решениями.
3. Представлен утвержденный заказчикам перечень материалов и оборудование отсутствующих НБ с приложением прайс листов.
4. Представлен перечень материалов поставки Заказчика.

7.2. Оценка принятых решений

Согласно приказа № 546 от 25 июля 2019 года о внесении изменений и дополнений в приказ Министра национальной экономики РК от 28 февраля 2015 года № 165 «Об утверждении Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам», разработчиком проекта установлен II (нормальный) уровень ответственности, технически сложный объект.

Рабочий проект выполнен в полном объеме в соответствии с заданием на проектирование.

Состав и комплектность представленных материалов соответствует требованиям СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

Принятые конструктивные решения обеспечивают прочность, устойчивость и долговечность несущих конструкций.

Принятые проектные решения с учетом замечаний по п. 7.1 соответствуют нормативным требованиям по санитарной, экологической и пожарной безопасности, функциональному назначению объекта.

В проекте применены местные строительные материалы и изделия, а также продукция, изготовляемая на предприятиях Республики Казахстан.

Основные технико-экономические показатели

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			заявленные	рекомендуемые к утверждению
1	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2024 г. всего в том числе: СМР оборудование прочие затраты	млн. тенге	262,792 63,029 153,828 45,935	325,043 99,232 171,193 54,618
	Из них: по I части «Проектирование» 2024 год по II части 2024 год (без НДС)		13,646 216,857	13,917 270,425
2	Нормативная продолжительность строительства	мес.	3,0	3,0

Соответствие разделов проекта строительства требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан приведено ниже.

Таблица 2

№	Раздел	Эксперт	Специализация эксперта	Номер аттестата	Результат
1	Ведущий эксперт Конструктивная часть	Землянова Валентина Николаевна	архитектурно-строительная, конструктивная технологическая часть	KZ31VJE00048139 KZ74VJE00048141	Соответствует
2	Генеральный план Технологическая часть	Иванюк Василий Григорьевич	градостроительство. архитектура технологическая часть	KZ01VJE00023168 KZ71VJE00023169 KZ44VJE00023170	Соответствует
3	Наружное газоснабжение	Водолазова Рита Оскаровна	инженерные сети и системы. отопление, вентиляция, газоснабжение, тепловые сети	KZ15VJE00023498	Соответствует
4	Автоматизация технологических процессов	Егоров Юрий Михайлович	инженерные сети и системы. электротехнические, слаботочные	KZ18VJE00033629	Соответствует
5	Раздел охраны окружающей среды	Жақсылықова Еңлік Берікқалиқызы	экологическая часть	KZ13VJE00044486	Соответствует
6	Сметная документация	Морунова Любовь Николаевна	сметная часть	KZ87VJE00073612	Соответствует
7	Санитарно-эпидемиологический раздел	Казиева Динара Гашиховна	санитарно-эпидемиологическая часть	KZ14VJE00030015	Соответствует

8. ВЫВОДЫ:

8.1. С учётом внесённых изменений и дополнений рабочий проект «Модернизация узла подогрева сырья блока гидроочистки нафты на НПЗ (корректировка)» соответствует требованиям законодательных актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется к утверждению в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2024 г.		
всего	325,043	млн. тенге
в том числе: СМР	99,232	млн. тенге
оборудование	171,193	млн. тенге
прочие затраты	54,618	млн. тенге
Нормативная продолжительность строительства	3,0	мес.

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

8.3. При реализации проекта максимально применять оборудование, строительные материалы и конструкции Казахстанского производства.

8.4. Настоящее экспертное заключение выдано на основании исходных данных и утвержденных Заказчиком материалов для проектирования, достоверность которых гарантирована АО «Конденсат» в соответствии с условиями договора № ОЭ-0089-01 от 24 сентября 2024 года.

8. ТҰЖЫРЫМДАР:

8.1. Енгізілген өзгертулер мен толықтыруларды ескере отырып, «Мұнай өңдеу зауытындағы нафтаны гидротазалау қондырғысының шикізатты жылыту түйінін жаңғыртуы (түзету)» жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіпте келесідей негізгі техника-экономикалық көрсеткіштермен бекітілуге ұсынылады:

2024 ж. ағымдағы бағалардағы құрылыстың жалпы сметалық құны		
барлығы	325,043	млн. теңге
оның ішінде: ҚМЖ	99,232	млн. теңге
құрал-жабдықтар	171,193	млн. теңге
басқа шығындар	54,618	млн. теңге
Құрылыстың нормативтік ұзақтығы	3,0	ай

8.2. Тапсырысшы жобалау ұйымынан жоба бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оның осы жиынтық қорытындысына сәйкестігін тексерсін.

8.3. Тапсырыс беруші жобаны іске асыру кезінде қазақстандық тауар өндірушілерінің жабдықтарын, материалдар мен құрастырмаларын барынша пайдалансын.

8.4. Осы жиынтық қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығы 2024 жылғы 24 қыркүйектегі № ОЭ-0089-01 шартының талаптарына сәйкес АҚ «Конденсат» кепілдік етеді.

Оразғалиев А.Ж. (Директор)

Землянова В.Н. (Эксперт)

Иванюк В.Г. (Эксперт)

Казиева Д.Г. (Эксперт)

Жақсылықова Е.Б. (Эксперт)

Водолазова Р.О. (Эксперт)

Морунова Л.Н. (Эксперт)

Егоров Ю.М. (Эксперт)

Документ Id	a12e8fc3-dac9-4fbe-bec0-6e064049dcc9

Номер и дата документа	ОЭ-0093/24 от 30.10.2024
Электронные цифровые подписи документа	**Согласовано:** ЗЕМЛЯНОВА ВАЛЕНТИНА НИКОЛАЕВНА Товарищество с ограниченной ответственностью "Орал Экспертиза" 2024.10.30 10:22:34 169F3ECADD50A3078FE99434DA3CCCB08AA65148 ИВАНЮК ВАСИЛИЙ ГРИГОРЬЕВИЧ Товарищество с ограниченной ответственностью "Орал Экспертиза" 2024.10.30 10:24:13 7AB92B8BBD6110008735B3374B71F0993617F57E КАЗИЕВА ДИНАРА ГАШИХОВНА Товарищество с ограниченной ответственностью "Орал Экспертиза" 2024.10.30 10:25:05 5EF9CD88067574128D78BC9CDBAB7444FFFC26F6 ЖАҚСЫЛЫҚОВА ЕҢЛІК БЕРІККҚАЛИҚЫЗЫ Товарищество с ограниченной ответственностью "Орал Экспертиза" 2024.10.30 10:28:34 1064265CF639DB6D48AA98CD066A2792FC8BBAEC ВОДОЛАЗОВА РИТА ОСКАРОВНА Товарищество с ограниченной ответственностью "Орал Экспертиза" 2024.10.30 10:32:01 7178DEE6A945311CD8F27C8DA57642A843D2E20D МОРУНОВА ЛЮБОВЬ НИКОЛАЕВНА Товарищество с ограниченной ответственностью "Орал Экспертиза" 2024.10.30 10:35:55 3A1E22FE547FDBAE72B4DAD7E7B0A6BBA3CD6706 ЕГОРОВ ЮРИЙ МИХАЙЛОВИЧ Товарищество с ограниченной ответственностью "Орал Экспертиза" 2024.10.30 10:35:57 1CC9A4392A5B88904F8E8F86F18DCF28ED3BB28D **Подписано:**

	ОРАЗҒАЛИЕВ АСХАТ ЖАСТАЛАПҰЛЫ Товарищество с ограниченной ответственностью "Орал Экспертиза" 2024.10.30 10:50:18 53FC858643F11AAA7B4C61B5CF4693F6F5068398

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Вы можете проверить подлинность электронного документа, отсканировав QR-код.