«Махамбет ауданына қарасты Солтүстік өндірістік аймағы жерінен «Атырау» МАС мұнай сапасын бақылау блогын монтаждау» үшін
жұмыс жобасы бойынша

22.09.2017 ж. № КС-0114/17

Қ О Р Ы Т Ы Н Д Ы

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Каспий Құбыр Консорциумы-Қ» АҚ

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Центральноазиатский Научно-Исследовательский
и Проектный Институт «Транс Нефть» ЖШС

Көкшетау қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

Кешенді ведомстводан тыс сараптама өткізуге берілген нысан жұмыс жобасы:
«Махамбет ауданына қарасты Солтүстік өндірістік аймағы жерінен «Атырау» МАС мұнай сапасын бақылау блогын монтаждау» үшін

«КонсалтингСтрой» жауапкершілігі шектеулі серіктестігінің рұқсатынсыз осы сараптамалық қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

З А К Л Ю Ч Е Н И Е

№ КС-0114/17 от 22.09.2017 г.

по рабочему проекту:
**«Монтаж блока контроля качества нефти НПС «Атырау»
из земель Махамбетского района, участок Северная промзона»**

ЗАКАЗЧИК:
АО «Каспийский Трубопроводный Консорцикм-К»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Центральноазиатский Научно-Исследовательский
и Проектный Институт «Транс Нефть»

город Кокшетау

ПРЕДИСЛОВИЕ

На проведение комплексной вневедомственной экспертизы предоставлен рабочий проект:
«Монтаж блока контроля качества нефти НПС «Атырау»
из земель Махамбетского района, участок Северная промзона»

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения Товарищества с ограниченной ответственностью «КонсалтингСтрой».

1. НАИМЕНОВАНИЕ: Проведена комплексная вневедомственная экспертиза рабочего проекта: **«Монтаж блока контроля качества нефти НПС «Атырау» из земель Махамбетского района, участок Северная промзона»** выполненного в 2017 году.

Настоящее экспертное заключение выполнено, в соответствии с электронным договором № КС-0111 от 11.08.2017 года, между ТОО «КонсалтингСтрой» и АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-К», по принципу «одного окна».

2. ЗАКАЗЧИК: Акционерное Общество «Каспийский Трубопроводный Консорциум – К», БИН 970340000427, 060700, Республика Казахстан, Атырауская область, Махамбетский район, Алмалынский сельский округ, село Береке, дачное общество Умс-99, ч. 2, НПС «Атырау».

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Центральноазиатский Научно-Исследовательский и Проектный Институт «Транс Нефть» (государственная лицензия ГСЛ № 15020728 от 25.11.2015г. I-категория), выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства.

Главный инженер проекта – Мантрова Л. С. (приказ №249-2-П от 01.08.2011 года).

Запись о соответствии рабочего проекта требованиям экологических, санитарно-технических, противопожарных и других норм, действующих в Республике Казахстан, удостоверена подписью ГИПа.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: - негосударственные инвестиции (собственные средства Заказчика).

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.

5.1 Основание для разработки.

- Задание на проектирование приложение №1 к наряду-заказу №007 от 20.10.2011 года к договору подряда № K-PD-11-0001 от 22.07.2011 года;
- Решение № 781 от 03.02.1999г. (о предоставлении земельных участков в частную собственность и временное землепользование ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум-К» для строительства НПС «Атырау» и коммуникаций к ней из земель Махамбетского района);
- Архитектурно-планировочное задание (АПЗ) № 314 от 29.09.2016 года;
- АКТ на право частной собственности на земельный участок, кадастровый номер земельного участка: 04-065-028-038, площадь земельного участка – 12,83га (для эксплуатации площадки НПС «Атырау»);
- Договор купли-продажи земельного участка № 101 от 22.09.1999г.;
- Акт об осмотре комиссией блок-боксов от 08.04.2014г.;
- Акт обследования и закрепления трассы от 05.08.2015г.;
- Доверенность № 242/17 от 18.05.2017г.;
- Письмо-заявка на проведение государственной вневедомственной экспертизы рабочего проекта № Out-L-CPCK-3067-2017 от 24.05.2017г.;
- Протокол о проведении общественных слушаний в форме опроса по проекту: «Монтаж блока контроля качества нефти НПС «Атырау» от 15.03.2016г.;

- Экспертное заключение № 0022/16 от 30.09.2016г., выполненное ТОО «ПромТехСервисКазахстан» (о соответствии требованиям промышленной безопасности);
- Договор оказания услуг № K-0015-0086 от 20.11.2015г.;
- Договор поставки электрической энергии № 01/72 от 01.11.2010г.;
- Договор № LDW44/2016/K-00-16-0015 от 10.12.2015г. на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам;
- Технический отчет по инженерным изысканиям 11-0001-007-22-96D-2019 от 2014г., выполненный ТОО «Центральноазиатский Научно-Исследовательский и Проектный Институт «Транс Нефть» (государственная лицензия ГСЛ № 15020728 от 25.11.2015г. I-категория).

Технические условия:

- ТУ на подключение проектируемого блок-бокса БККН на НПС «Атырау» к сетям передачи данных SCADA1, SCADA2 и телефонии № 05-15/15 от 29.05.2015г.;
-ТУ на электроснабжение № 371 от 15.04.2013г.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

- Охрана окружающей среды 11-0001-007-22-97О-2010 от 2014г., выданное ТОО «Центральноазиатский Научно-Исследовательский и Проектный Институт «Транс Нефть» (Гослицензия № 15020728 от 25 ноября 2015 года);
- санитарно-эпидемиологическое заключение № E.08.X.KZ80VBS00036330 от 20.07.2016г.;
- письмо-согласование № KZ46VQR00004763 от 06.12.2016г., выданное РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Атырауской области».

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

- Задание на проектирование приложение №1 к наряду-заказу №007 от 20.10.2011г. к договору подряда № K-PD-11-0001 от 22.07.2011г.;
- Том I. Паспорт проекта 11-0001-007-22-00О-2027;
- Том II. Пояснительная записка 11-0001-007-22-00О-2038;
- Том III. Проект организации строительства 11-0001-007-22-15О-2018;
- Том IV. Охрана окружающей среды 11-0001-007-22-97О-2010;
- Том V. Технический отчет по инженерным изысканиям 11-0001-007-22-96D-2019;
- Том VI. Рабочие чертежи:
- 11-0001-007-22-15. Книга 1. Архитектурно-строительные решения;
- 11-0001-007-22-50. Книга 2. Трубная обвязка;
- 11-0001-007-22-67. Книга 3. Электрические сети;
- 11-0001-007-22-47. Книга 4. Система автоматической пожарной сигнализации и газобнаружения;
- 11-0001-007-22-72. Книга 5. Системы управления;
- 11-0001-007-22-94. Книга 6. Сети связи;
- Том VII. Ведомость объемов строительных и монтажных работ 11-0001-007-22-00С-2001;
- Том VIII. Сметная документация 11-0001-007-22-00Е-2039.

5.4 Цель и назначение объекта строительства.

Данный документ опирается на существующий документ по сопровождению программного обеспечения пробоотборников узлов учета нефти, с целью унификации обслуживания БККН и узлов учета нефти, и упрощения процесса обучения оперативного

персонала НПС Атырау новому технологическому оборудованию БККН на выходе подпорных насосов.

АРМ оператора БККН предназначен для контроля состояния, дистанционного и местного управления БККН на выходе подпорных насосов НПС Атырау. АРМ оператора представляет собой комплекс аппаратно-программных средств, включенных постоянно.

Документ предназначен для описания принципов контроля за работой БККН и пробоотборников, содержит описание логики программы верхнего и нижнего уровня системы управления АРМ оператора.

Документ предназначен для операторов, непосредственно управляющих оборудованием БККН и инженеров КИПиА, производящих обслуживание оборудования.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕРЕШЕНИЯ.

6.1 Краткая характеристика района строительства

В административном отношении НПС «Атырау» расположена на северо-западной окраине г.Атырау в Махамбетском районе, Алмалинский с/о (6,5 км от города), на 204 км нефтепровода Тенгиз-Новороссийск, и предназначена для последовательной прокачки нефти по нефтепроводу Тенгиз-Новороссийск, а также приема нефти от поставщиков и подкачки ее в магистральный нефтепровод.

НПС «Атырау» введена в эксплуатацию в 2002 г., является структурным подразделением АО «КТК-К». Площадь земельного участка под НПС «Атырау» составляет 12,83 га, из них площадь зеленных насаждений составляет 1,98 га.

НПС «Атырау» эксплуатируется в соответствии с утвержденным технологическим регламентом. Технологический процесс перекачки нефти осуществляется согласно утвержденным технологическим картам нефтепровода и технологическим режимам перекачки.

На НПС "Атырау" установлены магистральные насосы с турбинным приводом. Для закачки нефти от поставщика на прием магистральных насосов используются подпорные насосы с электроприводом.

Проектом расширения КТК предусматривается установка новых подпорных насосов на новой площадке, при этом существующие насосы подлежат демонтажу.

Дорожная сеть представлена автодорогами с твердым покрытием.

Монтажные работы предполагается выполнять в соответствии с требованиями и процедурами, установленными для всех этапов реализации проекта действующими нормативными документами РК и дополнительными технологическими требованиями проекта.

Природно - климатические условия района строительства.

Климат района отличается резкой континентальностью, аридностью, проявляющихся в больших годовых и суточных температура 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.

Климатические параметры холодного периода года:

Температура воздуха наиболее холодных суток (обеспеченностью 0,98) минус 33°С

Минимальная температура воздуха (обеспеченностью 0,94) минус 30°С

Абсолютная минимальная температура воздуха минус 38°С

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 84°С

Количество осадков за ноябрь - март 77 мм

Преобладающее направление ветров за декабрь – февраль – восточное
Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой 8-13 м/сек

Климатические параметры теплого периода года:
Температура воздуха (обеспеченностью 0,95) +28°С
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца +32,1°С
Абсолютная максимальная температура воздуха +45°С
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца - 46%
Количество осадков за апрель-октябрь 113 мм
Суточный максимум осадков 71 мм
Преобладающее направление ветров за июнь-август – западное
Среднегодовая температура +0°С

Климат области резко континентальный, засушливый, лето сухое, продолжительное, жаркое, зима малоснежная, холодная. Средняя температура января - минус 8-11˚С, июля – плюс 24-25˚С. Годовое количество осадков - 100-200 мм. Распределение осадков в течение года не равномерное. В годовом ходе наблюдается два максимума осадков: в зимние месяцы (декабрь-январь) и летом (май-июнь).

Влажность воздуха. Данные абсолютной и относительной влажности воздуха по метеостанции Атырауской области составляют:

- минимальная относительная влажность (48-50%) наблюдается летом
- максимальная - в зимние месяцы (60-85%).

Атмосферные осадки. Среднегодовое количество осадков составляет 95 мм.

Распределение осадков в течение года неравномерное. В годовом ходе наблюдается два максимума осадков: в зимние месяцы (декабрь-январь) и летом (май-июнь).

Снежный покров. Устойчивый снежный покров устанавливается в первой декаде декабря.

Средняя высота - 10 см. Устойчивый снежный покров не более 70 дней.

Для описываемого района характерно непостоянство условия залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Опасные атмосферные явления. Среднее число дней с опасными явлениями погоды (полевые бури, грозы, туманы, метели, град) происходит часто, что объясняется наличием незакрепленных песков.

В среднем 15-17 дней в году наблюдается гроза, град - 0,7 дня. Средняя продолжительность гроз по данным метеостанции составляет 20-40 часов. Среднее число дней с туманом составляет 40 дней, что объясняется близостью Каспийского моря.

Растительность. В пределах района работ в основном отмечается пырейно-кустарниковая, песчано-пустынная (пырей, джузгун, кумарник песчаный и т.п.) и полынно-прутняковая растительность (полынь белая, астрагал прутьевидный, рогач песчаный и т.п.).

Фауна данной территории представлена, в основном, грызунами. Среди охотничьей фауны: кабан, лисица, корсак, гуси, утки, чирки, кулики и др.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Инженерно-геологические условия, определяющим возможность строительства в пределах исследованной территории.

- Суглинок легкий песчанистый (ИГЭ-1), по своей природе относясь к группе лессовидных грунтов, обладает просадочностью первого типа.
- Глина (ИГЭ-2) обладает набухающими свойствами.
- Супесь песчанистая (ИГЭ-3) находясь на протяжении длительного геологического времени в континентальном режиме, под воздействием экзогенных факторов подверглись процессу облессования и приобрели просадочные свойства первого типа.

- Все грунты повсеместно засолены; степень засоления от слабой до средней.
- Водно-грунтовая среда, в целом, обладает сильной степенью агрессивности к бетону марки W8 и высокой коррозионной активностью к слаболегированной углеродистой стали.

В геологическом строении площадки принимают участие современные четвертичные отложения морского происхождения, представленные песками, супесями, суглинками и глинами.

Нормативные и расчетные значения характеристик физико-механических свойств грунтов:

− основанием фундаментов проектируемых сооружений на площадке НПС служат супеси (ИГЭ-1 и ИГЭ-5), глины (ИГЭ-2 и ИГЭ-6), пески (ИГЭ-10 и ИГЭ-5), которые являются естественными окислителями сооружений;

− супеси (ИГЭ-1) и глины (ИГЭ-2) обладают высокой агрессивностью к бетону и высокой коррозийной агрессивностью по отношению низколегированной и углеродистой стали;

− коррозийность суглинков высокая;

− относительная деформация набухания без нагрузки глин начинается от 0,006 до 0,01. Давление набухания 0,029 МПа.;

− подземные воды на площадке вскрываются на глубине 3,4 - 3.7 м. Подземные воды по химическому составу хлоридно-натриево-магниевые с минерализацией до 68552мг/л. Подземные воды сильно агрессивные ко всем маркам бетона;

− по относительной деформации вспучивания супеси площадки до нормативной глубины промерзания 1,4 м. относятся от практически непучинистых до слабопучинистых;

− удельное электрическое сопротивление грунтов составляет 0,5 – 1,6 Ом.м.

В геологическом строении принимают участие современные морские отложения mQivnk, представленные мелкими и пылеватыми песками, супесями от твердой до текучей консистенции и суглинками от твердой до мягкопластичной консистенции. Все вышеописанные разновидности грунтов не имеют выдержанного распространения и хаотически переслаиваются между собой. В днищах соровых впадин, руслах постоянных и временных водотоков встречаются илистые грунты мощностью до 2-3 м.

Подземные воды встречаются почти повсеместно на глубинах 0,5-2,5 м. По результатам исследований они обладают сильной степенью агрессивности по отношению к бетону и металлическим конструкциям. Воды сильно минерализованы типа рассолов.

Плотность подземных вод изменяется от 1.055 до 1.205 т/м3.

Климат области резко континентальный, засушливый, лето сухое, продолжительное, жаркое, зима малоснежная, холодная. Средняя температура января - минус 8-11˚С, июля – плюс 24-25˚С. Годовое количество осадков - 100-200 мм. Распределение осадков в течение года не равномерное. В годовом ходе наблюдается два максимума осадков: в зимние месяцы (декабрь-январь) и летом (май-июнь).

Влажность воздуха. Данные абсолютной и относительной влажности воздуха по метеостанции Атырауской области составляют:

- минимальная относительная влажность (48-50%) наблюдается летом
- максимальная - в зимние месяцы (60-85%).

Атмосферные осадки. Среднегодовое количество осадков составляет 95 мм.

Распределение осадков в течение года неравномерное. В годовом ходе наблюдается два максимума осадков: в зимние месяцы (декабрь-январь) и летом (май-июнь).

Снежный покров. Устойчивый снежный покров устанавливается в первой декаде декабря.

Средняя высота - 10 см. Устойчивый снежный покров не более 70 дней.

Для описываемого района характерно непостоянство условия залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Опасные атмосферные явления. Среднее число дней с опасными явлениями погоды (полевые бури, грозы, туманы, метели, град) происходит часто, что объясняется наличием незакрепленных песков.

В среднем 15-17 дней в году наблюдается гроза, град - 0,7 дня. Средняя продолжительность гроз по данным метеостанции составляет 20-40 часов. Среднее число дней с туманом составляет 40 дней, что объясняется близостью Каспийского моря.

Растительность. В пределах района работ в основном отмечается пырейно-кустарниковая, песчано-пустынная (пырей, джузгун, кумарник песчаный и т.п.) и полынно-прутняковая растительность (полынь белая, астрагал прутьевидный, рогач песчаный и т.п.).

Фауна данной территории представлена, в основном, грызунами. Среди охотничьей фауны: кабан, лисица, корсак, гуси, утки, чирки, кулики и др.

6.2. Проектные решения

6.2.1. Генеральный план

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации и обеспечивают безопасную для жизни людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

Система высот – Балтийская.

Система координат – условная.

Площадка строительства расположена на территории ЛПДС «Петропавловск», Северо-Казахстанская область, г. Петропавловск, Республика Казахстан.

6.2.2 Проектные решения

Расчет на прочность трубопроводов

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства расположен в Республики Казахстан, НПС Атырау.

Район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 38 °С.
- Абсолютная максимальная температура – плюс 43 °С.
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 25 °С.

Для расчёта были приняты следующие исходные данные:

- Температура замыкания минус 20 °С.

Таблица 1 - Характеристики проектируемых трубопроводов

Диаметр трубопровода, Dн мм	Категория трубопровода по СРС-53303	Класс прочности материала	Давление продукта, МПа	Температура продукта, ˚С	Прибавка на коррозию
57	САС1	К42	5,0	+50,0	1,6
57	ААС2	К42	1,6	+50,0	1,6
57	САС1	К42	5,0	+50,0	1,6

Таблица 2 - Свойства материала

Класс прочности материала	ГОСТ	Предел текучести $\sigma_т$, МПа	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа	Модуль упругости Е, МПа	Коэфф. Пуассона μ
К42	ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78	245	412	206000	0,3

Принятые нагрузки

Нагружение расчётной модели выполнено согласно проектным данным ($P_{раб}$, Δt), указанным в Таблице «Характеристики проектируемых трубопроводов».

Расчёт трубопровода на прочность проводился при рабочем режиме.

Вес трубы и изоляции

Расчётные значения нагрузок от веса трубы и изоляции определялись с использованием коэффициента надежности по нагрузке n=1,10 (см. таблицу 2,1*/1/) для надземных трубопроводов.

Вес транспортируемого продукта

При учёте нагрузок от веса продукта перекачки коэффициент надежности по нагрузке n принимался равным 1,1 (см. таблицу 2.1* /1/).

Внутреннее давление

В расчёте используется внутреннее давление согласно таблице 1.

Тепловое расширение

Предполагается что:

- минимальная температура замыкания трубопровода составляет минус 20°С;
- температура стального трубопровода равна максимальной проектной температуре при соответствующем режиме;
- в каждом поперечном сечении трубы температура одинакова.

Расчёт нагрузки от температурного перепада будет выполняться компьютерной программой, использующей коэффициент температурного расширения $\alpha=12\times10^{-6}$(1/°С).

6.2.3 Технологическая часть

Нефтеперекачивающая станция (НПС) «Атырау» является промежуточной станцией трубопроводной системы Каспийского трубопроводного консорциума (Тенгиз - Новороссийск) и выполняет функцию приема, контроля количества и качества поступающей с НПС «Тенгиз» и от поставщиков нефти и транзитной перекачки ее магистральными насосами на НПС «Астраханская».

На НПС «Атырау» установлены магистральные насосы с турбинным приводом.

Для закачки нефти от поставщика на прием магистральных насосов используются подпорные насосы с электроприводом.

Проектом расширения КТК предусматривается установка новых подпорных насосов на новой площадке, при этом существующие насосы подлежат демонтажу.

Настоящим проектом предусматривается монтаж блока контроля качества нефти (БККН) на НПС «Атырау».

Монтаж БККН планируется на выходном коллекторе подпорных насосов, установленных в рамках реализации проекта расширения КТК.

БККН выполняет функции определения параметров качества нефти для коммерческих узлов учета, а также для оперативного контроля качества нефти, принимаемой в магистральные нефтепроводы.

На входе и выходе БККН предусматривается установка шаровых кранов DN50 с электроприводом, шаровых кранов DN50 с ручным управлением, сетчатого фильтра и ручного пробоотборника. В месте подключения линии контроля качества к напорному коллектору подпорной насосной предусматривается установка пробозаборного устройства щелевого типа.

В соответствии с техническим заданием на проектирование в объеме настоящего проекта предусмотрено выполнение следующих работ:

1. Подбор и монтаж пробозаборного устройства щелевого типа на выходе подпорных насосов;
2. Подбор и монтаж блока БККН с подключением его к пробозаборному щелевому устройству, обустраиваемому по ГОСТ 2517;
3. Подбор и монтаж блок-бокса управления БККН;
4. Установка в БККН системы автоматического пробоотбора типа ClifMock;
5. Автоматическое управление режимом работы пробоотборника;
6. Установка места для ручного пробоотбора;
7. Установка дренажной системы с подключением ее в общий дренажный коллектор;
8. Установка электроприводной запорной арматуры на входе и выходе БККН в режиме аварийного отсечения, а также дублирующей запорной арматуры с ручным приводом;
9. Устройство системы вытяжной вентиляции;
10. Оснащение БККН системой пожарной сигнализации и газообнаружения;
11. Оснащение блок-бокса управления БККН системой пожарной сигнализации;
12. Оснащение блок-боксов системой климат-контроля;
13. Устройство электрообогрева и теплоизоляции наружных трубопроводов;
14. Подключение всех автоматических приборов и устройств к Системе управления КТК с выводом в SCADA;
15. Доработка системы управления с учетом подключения новых сигналов; установка в блок-боксе управления БККН шкафа ПЛК удаленного ввода-вывода.

Таблица 3 - основного технологического оборудования вне БККН

Номер позиции	Марка оборудования, фирма	Наименование оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
P0022-FL-A009	ФС-50-С-100 DN 50 5,0 МПа ЗАО «РУСТ»	Фильтр сетчатый	Рабочее давление - 5,0МПа	1
P0022-ME-A009	«Стандарт-Р», ТУ4318-014-00136662-99, ООО «БОЗНА»	Пробоотборник ручной	Ду 50, Ру 6,3МПа	1
P0022-ME-A008	ООО "Булгарметротех"	Пробозаборное устройство щелевого типа	Ду700, Ру8,0МПа	1
SC-9309A, SC-9309B	C-22/CD-20 Clif Mock	Система автоматического отбора проб нефти		2
PU-9302A, PU-9302B	«Global Pumps Verder»	Центробежный насос	Производительность - 8м^3/ч, давление 125 бар, с магнитной муфтой DN40/25 ANSI600	2
XV-9300, XV-9301	ARMATURA group, AUMA	Кран шаровой полнопроходной фланцевый	DN50 ANSI 600, электропривод AUMA^C	2
	ARMATURA group, AUMA	Кран шаровой полнопроходной фланцевый	DN50 ANSI 300, электропривод AUMA^C	2

FCV-9304	ООО "ИК Энерпред-Ярдос"	Кран шаровой регулирующий (регулятор расхода)	Ду32, Ру 8,0 МПа в комплекте с электроприводом AUMATIC	1

6.2.4 Архитектурно-строительные и конструктивные решения.

БККН предназначен для автоматизированного оперативного контроля показателей качества нефти. БККН соответствует требованиям следующих нормативных документов:

- МИ 2825-2003 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию»;
- ГОСТ Р 8.595-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»;
- ГОСТ 8.589-2007 «Государственная система обеспечения единства измерений. Ведение учётных операций на пунктах приёма-сдачи нефти в нефтепроводных системах»;
- СТ РК 2.62-2003 «Системы измерений количества и показателей качества нефти
- Общие требования»;
- СТ РК 2.117-2006 «Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию»;
- СРС -70008 «Технические требования на узлы учёта нефти»;
- СРС-70005 «Система обнаружения пожара и загазованности на производственных участках»;
- РД-35.240.00-КТН-207-08 Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения;
- «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утвержденные приказом Минпромэнерго России от 31 марта 2005г. №69.
- Требования, не охваченные настоящим ТЗ, но указанные в выше обозначенных нормативных документах, являются обязательными к исполнению.

Перечень использованных нормативных документов:

- СНиП 2.01.07-85* «Строительные нормы и правила. Нагрузки и воздействия»;
- СНиП 4.04-06-2002 «Электротехнические устройства»;
- СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации»;
- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СН 22-01-2011 «Строительная климатология»;
- СНиП 2.04-05-2002 «Естественное и искусственное освещение»;
- СРС-56200 «Механические требования к блочно-модульному оборудованию»;
- СРС-65003 «Требования к электротехническим компонентам механического оборудования»;
- СРС-70001 «Критерии проектирования контрольно-измерительных приборов общего назначения»;
- СРС-70005 «Система обнаружения пожара и загазованности на производственных участках»;
- СРС-70007 «Приборы, поставляемые в комплекте с механическим оборудованием»; СРС-70008 «Технические требования на узлы учета»; СРС-86001 «Покраска и наружные покрытия»;
- СТ РК 2.117-2006 «Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию».

- СП 5.13130.2009 «Свод правил. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;
- СП 12.13130-2009 «Свод правил. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

6.2.5 Конструктивные решения

Уровень ответственности - технический несложный объект II (нормального).

Требования к составу БККН

Нефть в БККН по трубе Ду 50 мм должна отбираться из трубопровода Ду 700, после подпорных насосов до регуляторов давления, через щелевое пробозаборное устройство с лубрикатором, рассчитанным на давление 6,3 МПа (данное щелевое пробозаборное устройство входит в поставку вместе с БККН).

Состав оборудования БККН:

1) фильтр Y-образный ФС-50-С-100 Ду 50 Ру 10 МПа, - 1 шт. (с байпасной линией, установить вне блок-бокса БККН);
2) насос центробежный взрывозащищенный с электромагнитной муфтой с частотно регулируемым приводом – 2шт.;
3) преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 Solartron – 2шт.;
4) преобразователь вязкости жидкости измерительный 7829 Solartron – 2шт.;
5) термостатирующий цилиндр (со столиком для лаборанта);
6) пробоотборник нефти ручной Стандарт-Р с диспергатором (первый - непосредственно после пробозаборного устройства с лубрикатором, второй - в БККН, оборудованные столиком);
7) пробоотборник автоматический Clif Mock с двумя герметичными контейнерами вместимостью 2 галлона в комплекте со статическим смесителем с периодичностью отбора 24 часа- 2шт.;
8) весы электронные взрывозащищенные Mettler Toledo – 2шт.;
9) лабораторная система перемешивания М20-3;
10) влагомер поточный модели УДВН-1пм – 2шт.;
11) расходомер UFM 3030К-1Ex Ду 25 Ру 8,0 МПа.
12) кран шаровой регулирующий (регулятор расхода) Ду32 Ру8,0 МПа в комплекте с электроприводом AUMATIC взрывозащищенного исполнения;
13) термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 с датчиком температуры 3144 (с ЖК дисплеем), с защитной гильзой;
14) датчик избыточного давления, модель 3051 CG, диапазон от 0 до +13789 кПа, выходной сигнал 4-20мА, с выносной разделительной мембраной;
15) клапаны обратные Ду 50 мм Ру 8,0МПа;
16) реле потока V4-2-U
17) краны шаровые полнопроходные Ду50, 32, 25, 20 и 15 PN 8,0 МПа.

Для аварийного отключения на входе и выходе БККН в качестве запорной арматуры применить краны шаровые полнопроходные фланцевые с двойным уплотнением, с одинарным поршневым эффектом 2" ANSI 600 с электроприводом взрывозащищенного исполнения. Остальную запорную арматуру в БККН применить обычного исполнения согласно приложению А.

В БККН предусмотрено место и технологическая обвязка для подключения резервного преобразователя вязкости и пикнометрической установки для поверки плотномеров или подключения УОСГ.

Участки трубопроводов, на которых установлены вискозиметр, плотномер и узел подключения пикнометра и УОСГ - теплоизолировать. Для СИ применить быстросъемные кожухи.

Выходной фланец плотномера подключаться к технологическим трубопроводам БККН через гибкий рукав и иметь возможность прочистки без демонтажа плотномера.

Штуцер пропарки дренажных линий БККН вывести за пределы укрытия БККН.

Установка блок-бокса БККН на фундамент и подключение к существующим трубопроводам выполняться по рабочему проекту ТОО «ЦА НИПИ «Транснефть».

Конструктивные требования к блок-боксу БККН

Оборудование БККН располагаться в блок-боксе, оборудованном системами отопления, освещения, вентиляции, системами контроля и сигнализации пожара и загазованности.

Блок-бокс для размещения БККН выполнен из металлических конструкций и панелей типа «сэндвич» с негорючим утеплителем. Блок-бокс представляет собой замкнутую теплоизолированную конструкцию, снабженную инженерными системами.

Технологический блок смонтирован на раме из стандартного стального проката.

Габариты блок-бокса удовлетворять транспортировочным ограничениям железнодорожного транспорта.

Блок-бокс иметь дверь, открывающуюся наружу.

Блок иметь конструктивные элементы, предназначенные для крепления строповых устройств в нижней части рамного основания блока, рассчитанные на подъем блока в полностью собранном виде.

Шкаф распределения электроэнергии к оборудованию БККН располагаться в блок-боксе управления.

Блок-бокс с оборудованием технологической части представлять собой законченное изделие, предназначенное для монтажа и подсоединения к существующим инженерным сооружениям на площадке заказчика.

Конструкция БККН имеет 10% запас кабельных вводов.

БККН поставляется в комплекте со следующей документацией:

- Разрешение МЧС РК на БККН (БККН в составе Набора функциональных блоков и комплектов).
- Свидетельства и сертификаты о взрывозащищенности приборов, оборудования.
- Разрешение промышленной безопасности РК на применение оборудования в составе БККН.
- Метрологическая экспертиза.
- Сертификаты соответствия на приборы и оборудование.
- Протоколы и сертификаты заводских испытаний на приборы (калибровочные сертификаты).
- Действующие свидетельства о государственной поверке на приборы и оборудование (включая протоколы, если методика поверки предусматривает их наличие).
- Методики поверки на используемое оборудование.
- Паспорт на БККН.
- Заводские паспорта на приборы, оборудование, запорную арматуру.
- Наличие разрешения на применение импортного оборудования в РК на все оборудование, размещаемое в БККН.
- Инструкция по эксплуатации на БККН.
- Инструкции по эксплуатации и ТО на приборы и оборудование в составе БККН.
- Схемы и чертежи в части КИП и А, электрооборудования, технологической обвязки и оборудования.
- Спецификации к чертежам и схемам.

Подключение БККН к технологическим трубопроводам НПС

Подключение БККН к трубной обвязке НПС осуществляется методом безогневой врезки.

Порядок действий при врезке линии входа в БККН следующий:

- приварка патрубка с фланцем к напорному коллектору подпорных насосов;
- вырезка отверстия в коллекторе устройством для безогневой врезки;
- монтаж пробозаборного устройства на установленный патрубок с фланецем.

Подключение осуществить при частичном или полном опорожнении напорного коллектора подпорных насосов.

Технологические трубопроводы и шаровые краны на входе и выходе БККН

Расположение кранов и трубопроводов указано на чертеже 22-50Х-2045.

Проектом предусматривается установка шаровых кранов с ручным управлением DN50 на линии входа, выхода и дренажа и шаровых кранов DN50 с электроприводом на линии входа и выхода БККН в режиме аварийного отсечения.

Трубы для трубопроводов приняты в зависимости от расчетного давления 2,4 МПа в соответствии с СРС-50303.

Испытание и контроль сварных стыков.

Трубопроводы входа, выхода и дренажа БККН до ввода в эксплуатацию подвергаются очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность. Испытания трубопровода на прочность и проверку на герметичность следует проводить после полной готовности всего трубопровода (монтажа на опорах надземных трубопроводов, засыпки подземных трубопроводов, очистки полости, установки арматуры и приборов). Очистку трубопровода и испытания следует осуществлять по специальной инструкции, отражающей местные условия работ, и под руководством комиссии. Специальная инструкция составляется заказчиком совместно со строительно-монтажной организацией и согласовывается с проектной организацией.

Испытания технологических трубопроводов на прочность и герметичность проводятся гидравлическим способом.

Категоричность технологических трубопроводов, контроль сварных соединений физическими методами, испытание на прочность и герметичность приняты в соответствии с СН 527-80 "Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа" и со СНиП РК 3.05-09-2002 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы".

При подготовке к испытанию трубопровод отключают от аппаратов и не испытываемых участков трубопровода заглушками. Запорная арматура должна быть открыта, сальники набиты и уплотнены, штуцера, бобышки и другие открытые врезки надежно заглушены. Испытание следует проводить до покрытия трубопровода тепловой, противокоррозионной изоляцией. Допускается испытывать трубопровод с наложенной изоляцией, но в этом случае монтажные стыки оставляют открытыми.

Испытание трубопровода производится только после того, как трубопровод будет полностью собран на постоянных опорах, смонтированы все врезки, штуцеры, бобышки, арматура, дренажные устройства, спускные линии и воздушники.

Давления испытания на прочность принимается по СНиП РК 3.05-09-2002 и приведены в таблице 4.

Все сварные швы после сварки и термообработки (там, где это необходимо) подвергают контролю в соответствии с требованиями СНиП РК 3.05-09-2002*. Объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом в % от общего числа сварных

соединений (но не менее одного) приведено в таблице 4. Гарантийные монтажные стыки (не подвергающиеся гидравлическим испытаниям) подлежат ультразвуковому и радиографическому контролю в объеме 100%.

Таблица 4. Давление испытания на прочность и число контролируемых стыков технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Категория, группа трубопровода по СН 527-80	Рабочее давление, МПа	Давление испытания на прочность, МПа	Минимальное число контролируемых стыков*, %
DN50 вход в БККН	II, Б(б)	1,5	3	10
DN50 выход из БККН	II, Б(б)	1,5	3	10
DN50 дренаж	III, Б(б)	-	0,2	10

Защита от коррозии

Защита стальных трубопроводов, аппаратов, резервуаров и металлоконструкций от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации и выполняется согласно требованиям ГОСТ 25812-83* "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии".

Выбор вида и системы защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов осуществляется в зависимости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды, степени опасности электрокоррозии.

Для защиты от атмосферной коррозии трубопроводов и аппаратов с теплоизоляцией применяем покрытие:

- HEMPADUR MASTIC с расходом 0,268 л/м^2;

При всех способах прокладки, кроме надземной, трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты, независимо от коррозионной агрессивности грунтов. Для защиты наружной поверхности подземных трубопроводов рекомендуется применять защитные покрытия, выполненные в трассовых условиях.

Защиту подземных трубопроводов до Ду100 мм включительно, необходимо выполнять в трассовых условиях, на основе полимерных грунтовок и полимерных лент, согласно требованиям ГОСТ 25812-83*. В проекте рекомендуется применять ленточное полимерное покрытие усиленного типа следующей конструкции:

- Грунтовка полимерная НК-50 с расходом 0,1 кг/м^2;
- Лента изоляционная полимерная липкая Полилен 40-ЛИ-63 с расходом 1,68кг/м^2;
- Обёртка защитная полимерная липкая Полилен 40-ОБ-63 с расходом 0,743 кг/м^2.

Для обеспечения высокой технологичности монтажа и снижения рисков влияния материалы не должны быть требовательны к высокому уровню зачистки поверхности трубы (не выше 2 баллов).

Технология монтажа, разработанная Изготовителем, должна гарантировать все характеристики получаемого в результате монтажа покрытия.

Возможно применение импортных изоляционных, обёрточных и лакокрасочных материалов при условии их соответствия российским нормативно-техническим требованиям, предъявляемым к изоляционным покрытиям. Окончательное решение о выборе конструкции и материалов изоляции принимается заказчиком на основании тендера.

Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах.

В соответствии со статьей 70 п.1 Закона Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года № 188-V (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.04.2016 г.) проектируемый блок измерения показателей качества нефти является опасным производственным объектом, так как в технологическом процессе обращается нефть – вещество, способное образовывать взрывопожароопасную среду.

Для снижения опасности производства на объектах и сооружениях НПС, в проекте предусмотрены следующие технологические решения:

- автоматическое отключение БККН при пожаре и превышении загазованности;
- обеспечение надежности и герметичности оборудования и трубопроводов;
- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями нормативных документов, приведенных в Приложении 1;
- применение запорно-регулирующей арматуры соответствующего класса герметичности;
- применение задвижек с электрическим приводом;
- контроль ведения технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающие возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающие минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;
- автоматическая система обнаружение пожара и загазованности;
- снабжение оборудования запорной, регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;
- заземление трубопроводов, арматуры;
- теплоизоляция и электрообогрев надземных участков трубопроводов и арматуры для предотвращения тепловых потерь;
- защита от атмосферной коррозии трубопроводов покрытием лакокрасочными материалами;
- молниезащита и защита от статического электричества путем присоединения металлических конструкций технологических трубопроводов и аппаратов к заземляющему устройству.

Монтаж и сварка трубопроводов

Сварка труб и контроль сварных соединений будут выполняться в соответствии с разработанными техническими требованиями на сварку и должны соответствовать требованиям следующих нормативных документов: СНиП III-42-80*, ВСН 006-89, РД 38.13.004-86 и СНиП РК 3.05-09-2002*.

Сварка труб должна производиться с использованием центраторов. Непосредственное соединение на трассе разнотолщинных труб одного и того же диаметра или труб с деталями трубопроводов или арматурой при разнотолщинности до 1,5 толщины допускается при специальной разделке кромок более толстой трубы, выполненной в заводских условиях. Во всех случаях, когда разделка кромок выполнена не в заводских условиях, или толщина свариваемых кромок превышает 1,5 толщины стыкуемых труб, соединение следует выполнять с использованием переходного кольца.

Длинна переходного кольца, должна быть не менее 250 мм. Согласно требованиям СП 34-116-97 косина реза торцов труб должна быть не более 1,2 мм.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

- для сварки труб – ГОСТ 16037-80* "Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры".
- для сварки металлоконструкций – ГОСТ 5264-80* "Ручная дуговая сварка. Соединения сварные". Для сварки труб применяется стыковая электродуговая или автоматическая сварка.

Рекомендуемые к применению электроды марки:

- для сварки труб и металлоконструкций класса прочности К 42 УОНИ-13/45 тип Э42А по ГОСТ 9467-75*.
- для сварки труб класса прочности К 50 УОНИ-13/55 тип Э50А по ГОСТ 9467-75*.

Щелевое пробозаборное устройство.

Для выполнения требований Заказчика предусмотрен монтаж щелевого пробозаборного устройства типа (выдвижного) ЩПУ-3 по ГОСТ 2517-2012, Ду 700 Ру 6,3МПа (см. опросный лист 11-0001-007-Р0022-13-06-01).

С целью обеспечения возможности ручного отбора пробы нефти, проектом предусмотрен монтаж пробоотборника ручного отбора проб на участке трубопровода до его входа в БККН на минимальном расстоянии от щелевого пробозаборного устройства.

Отстойник нефти

Для уменьшения количества механических примесей в нефти, поступающей в БККН, настоящим проектом на входе нефти в БККН предусмотрен монтаж отстойника нефти на базе сетчатого фильтра-грязеуловителя. На период проведения регламентных работ по очистке отстойника предусмотрена обводная линия помимо отстойника.

Врезка трубопровода опорожнения отстойника предусмотрена в дренажную трубопроводную систему со сбросом нефти в существующую дренажную емкость.

Блок контроля качества нефти Р0022-РК-А012

Блок-бокс БККН на выходе подпорных насосов предназначен для автоматизированного оперативного контроля показателей качества нефти и поставляется комплектно (Техническое задание на изготовление 11-0001-007-22-50Е-2018).

БККН должен обеспечивать выполнение основных функций согласно СРС-70008, МИ 2825:

1) автоматическое измерение качественных показателей нефти:
- плотности,
- вязкости,
- содержания воды в нефти;

2) автоматическое измерение технологических параметров;

3) автоматический отбор проб нефти;

4) ручной отбор объединенной пробы в соответствии с ГОСТ 2517-2012;

5) отображение (индикация) результатов измерений;

6) обеспечение контроля над отбором пробы при помощи весов на соответствие требованиям пробы нефти ГОСТ 2517-2012;

7) контроль МХ СИ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;

8) возможность вывода данных на верхний уровень.

Оборудование БККН располагается в комплектном металлическом блок-боксе, оснащенном системами отопления, освещения, вентиляции, системами контроля и сигнализации пожара и загазованности.

6.3. Электрооборудование.

Электротехническая часть проекта разработана на основании:

- технического задания;
- технических условий на электроснабжение установки контроля качества на НПС Атырау;
- архитектурно-строительной и технологической частей проекта.

В состав настоящей части проекта входят следующие разделы:

- силовое электрооборудование;
- заземление.

По степени обеспечения надежности электроснабжения БККН относится к III категории.

Точка подключения к внешним электрическим сетям:

- необорудованная ячейка SW-118 секции в распределительной панели P0022-M-3-11, расположенная в здании электрощитовой (17В), с монтажом выкатного блока с выключателем для панели Masterbloc 0,4кВ (Schneider Electric).

Основные технические характеристики электроприемников.

В блок-боксе БККН предусматривается установка следующих электроприемников:

Циркуляционные насосы PU-9302A, PU-9302B фирмы Verder (1 рабочий, 1 резервный).

Напряжение питания – 380 В;

Мощность – 2,8 кВт.

Питание выполняется от шкафов управления ШУ1, ШУ2 с аппаратами защиты и управления, с подключением питания от шкафа ШС-2, устанавливаемого в блок-боксе управления БККН. Управление выполняется в автоматическом режиме по логике последовательности пуска БККН.

Вентиляторы FAN-9311A, FAN-9311B (1 основной, 1 резервный).

Напряжение – 380 В.

Расчетная мощность вентилятора – 1 кВт.

Питание выполняется от шкафов управления ШУ4, ШУ5 с аппаратами защиты и управления, с подключением питания от шкафа ШС-2. Управление вентиляторами выполняется в автоматическом режиме по уровню загазованности помещения и обнаружению пожара. Предусмотрено включение основного вытяжного вентилятора один раз в час на период времени, установленный оператором.

Обогреватель помещения HE-9310.

Напряжение питания – 380 В;

Мощность – 10 кВт.

Подключение питания выполняется от шкафа ШС-2. Управление обогревом выполняется в автоматическом режиме по заданной температуре.

Задвижка XV-9300 на входе в БККН

Напряжение – 380 В.

Расчетная мощность – 0,25 кВт.

Подключение питания выполняется от шкафа ШС-2. Управление выполняется в автоматическом режиме по логике последовательности пуска БККН.

Задвижка XV-9301 на выходе из БККН

Напряжение – 380 В.

Расчетная мощность – 0,25 кВт.

Подключение питания выполняется от шкафа ШС-2. Управление выполняется в автоматическом режиме по логике последовательности пуска БККН.

Регулятор расхода FCV-9304

Напряжение – 380 В.

Расчетная мощность – 0,12 кВт.

Подключение питания выполняется от шкафа ШС-2.в блоке управления. Управление выполняется в автоматическом режиме по логике последовательности пуска БККН.

Заслонки ZL-9312A, ZL-9312B

Напряжение – 220 В.

Расчетная мощность – 0,25 кВт.

Подключение питания выполняется от шкафа ШС-2. Управление выполняется в автоматическом режиме по сигналу аварийного останова от ПЛК ПАЗ.

Задвижки USV-0998, USV-0999

Напряжение – 380 В.

Расчетная мощность – 0,37 кВт.

Подключение питания выполняется от шкафа ШС-2. Управление выполняется в автоматическом режиме при активизации станционного сигнала ESD или по сигналу аварийного останова от ПЛК ПАЗ.

Саморегулируемый греющий кабель Raychem

Напряжение – 220 В.

Расчетная мощность – 1,9 кВт.

Подключение питания выполняется от шкафа ШС-2.

Прецизионный кондиционер HE-9315.

Напряжение питания – 380 В;

Мощность – не более 10 кВт.

Подключение питания выполняется от шкафа ШС-1, устанавливаемого в блок-боксе управления БККН. Управление обогревом/охлаждением выполняется встроенным контроллером кондиционеров автоматическом режиме по заданной температуре.

Источник бесперебойного питания 220В UPS 220V

Напряжение – 220 В.

Расчетная мощность – 1,96 кВт.

Подключение питания выполняется от шкафа ШС-1.

Распределительные шкафы ШС-1, ШС-2 запитываются от панели MTS1+ACCB1, которая является существующей в составе блок-бокса управления. Электроснабжение панели MTS1+ACCB1 выполняется от ячейки SW-115 секции B существующей распределительной панели P0022-M-3-11, расположенной в здании электрощитовой (17B).

Электроснабжение выполняется кабелем ВБбШнг 4х25мм^2. Кабель прокладывается по существующей кабельной эстакаде.

Кабельные проводки выполнены кабелем ВВГнг, внутри помещений ВВГнг-LS, расчетного сечения. Кабели прокладываются в кабельных лотках, в оцинкованной трубе по конструкциям БККН и блок-бокса управления. Заземление оборудования выполняется проводом ПуГПнг(А)-HF 1х35.

Заземление.

Внутренний заземляющий контур блок-бокса БККН выполняется комплектно с блок-боксом.

Внутренние шины заземления блок-бокса управления БККН являются существующими и входят в комплект блок-бокса. Внутренние шины заземления БУ БККН присоединяются к четырем контактным площадкам заземления блок-бокса проводом ПуГПнг(А)-HF 1х120. Места выходов заземляющих проводников из блок-боксов в целях обеспечения взрывозащиты необходимо заделать уплотнительным материалом.

Наружные заземляющие контуры блок-боксов состоят из вертикальных заземлителей, выполненных из проката стального горячекатаного круглого диаметром 20мм и длиной 3м, соединенных стальной полосой 40х4мм. Наружные контуры заземления блок-боксов присоединяются к существующей сети заземления НПС Атырау в двух точках стальной полосой 40х4мм.

Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом (в любое время года).

6.4. Автоматизация (Системы управления)

Данный раздел разработан в соответствии с техническим заданием Заказчика.

При проектировании руководствовались действующими нормами, правилами, стандартами, а также особыми техническими требованиями КТК (ТТ СРС).

Объем автоматизации

Основные решения по автоматизации представлены на схеме трубной обвязки и КИП блока контроля качества нефти - лист 11-0001-007-22-72I-2035.

Блок контроля показателей качества нефти (БККН) на выходе подпорных насосов предназначен для формирования и выдачи измерительной информации, а также качественных характеристик перекачиваемой нефти. Для этих целей в БККН по проекту устанавливаются поточные преобразователи плотности, вязкости, влагосодержания, преобразователи температуры и давления.

Блок-бокс БККН предусматривается комплектной поставки (Техническое задание на изготовление 11-0001-007-22-50E-2018). Технологическая схема БККН обеспечивает выполнение следующих операций:

− измерение вязкости, плотности, температуры, давления нефти в линии измерения;

− измерение плотности при рабочих показателях температуры и давления и приведенной к нормальным условиям;

− автоматический отбор проб для контроля качества нефти в линии измерения;

− измерение количественного содержания влаги в перекачиваемой нефти;

− ручной отбор проб;

− измерение расхода нефти в линии измерения и его регулирование;

− опорожнение трубопроводов БКК от нефти в дренажную линию;

− промывка и пропарка дренажной системы.

Приборы автоматизации, устанавливаемые в БККН.

Измерение температуры и давления нефти в потоке БККН осуществляется преобразователем температуры ТТ-9304 и преобразователем давления РТ-9304. Для контрольного измерения температуры нефти в потоке БККН предусмотрен преобразователь температуры ТТ-9303.

Поточные преобразователи плотности DT-9305A и DT-9305B измеряют плотность нефти непосредственно на потоке.

Поточные преобразователи BSW-9307A и BSW-9307B обеспечивают автоматическое измерение содержания воды в нефти.

Вязкость нефти определяется вискозиметрами AT-9304A и AT-9304A.

Отбор проб нефти в БККН проводится автоматическими пробоотборниками фирмы SC-9309A и SC-9309B. Автоматические пробоотборники обеспечивают автоматический отбор средней пробы нефти за заданный интервал времени. Контроль точечного отбора проб производится с помощью весов WT-9308A и WT-9308B и программы по наполняемости пробоотборных емкостей.

Сигнализация аварийного уровня в емкостях пробоотборника осуществляется сигнализаторами уровня LS-9309A и LS-9309B.

В математическом обеспечении, применяемом в алгоритме контроля заполнения емкостей пробоотборников, необходимо использовать значения параметров "Плановый объем нефти в пробоотборнике" и "Плановая масса нефти в пробоотборнике".

С помощью ультразвукового расходомера FT-9306 проводится контроль текущего значения расхода через БККН. Значение расхода, требуемое для соблюдения изокинетичности пробоотбора по ГОСТ 2517-85, автоматически поддерживается регулятором расхода FCV-9304.

Для контроля потока нефти через БККН предусмотрено реле потока FS-9305.

Требуемый расход нефти через БККН обеспечивают циркуляционные насосы. Управление циркуляционными насосами предусмотрено местное и дистанционное с программируемого логического контроллера (в дальнейшем – ПЛК).

Приборы автоматизации, устанавливаемые вне БККН.

Отбор нефти в БККН осуществляется посредством пробозаборного устройства щелевого типа P0022-ME-A008 (Опросный лист 11-0001-007-P0022-13-06-01).

Контроль загрязненности фильтра тонкой очистки БККН выполняется преобразователем перепада давления PDT-0998 и манометрами PG-0997 и PG-0998.

Измерение температуры и давления в нефтепроводе осуществляется преобразователем температуры TT-0998 и преобразователем давления PT-0998.

Приборы автоматизации, устанавливаемые в блоке управления БККН.

Для обработки сигналов, а также дальнейшей передачи вычисленных данных в существующий ПЛК в здание Операторной НПС Атырау, предусматривается установка рядом с БККН блок-бокса управления БККН (в дальнейшем - БУ БККН) с оборудованием управления нижнего уровня. Средства автоматизации устанавливаются в шкаф управления БККН.

В состав средств автоматизации БУ БККН входят:

1. Промышленный компьютер 1200P 6181P-12A2SW71AC, производства Allen-Bradley, предназначенный для отображения данных средств измерений БККН и управления оборудованием БККН в местном режиме. На базе промышленного компьютера разработан АРМ-оператора, который обеспечивает:

- отображение и регистрацию средств измерений;
- технологический контроль над работой оборудования;
- контроль и управление работой пробоотборников;
- регистрацию и архивирование аварийных сигналов.

2. Поточный компьютер OMNI-6000, производства Flow Computers, который выполняет:

- сбор и обработку метрологических данных от первичных средств измерения;
- преобразование значений параметров входных сигналов;
- вычисление массы нефти ”брутто”;
- контроль значений величин и сигнализация о выходе значений за установленные пределы.

3. Программируемый логический контроллер 1756-L72, производства Allen-Bradley, предназначенный для:

- сбора и обработки метрологических данных от первичных средств измерения;
- преобразования значений параметров входных сигналов;
- управления оборудованием БККН.

Измерение температуры в блок-боксе управления БККН осуществляется микропроцессорным термопреобразователем TT-9315.

Дистанционное управление задвижками на входе и выходе БККН, вентиляторами, циркуляционными насосами производится посредством ПЛК 1756-L72, производства Allen-Bradley.

Для ввода и вывода сигналов в ПЛК в шкафу управления устанавливаются шасси RCH0, RCH1 P0022QL с модулями аналогового и дискретного ввода/вывода. Состав и компоновка шасси показаны на чертеже 11-0001-007-22-72T-2029.

В таблице входных/выходных сигналов БККН (лист 11-0001-007-22-72G-2071) приведено описание сигналов по модулям ввода/вывода.

Измерительные приборы и средства автоматизации

Номер позиции	Наименование	Назначение	Производитель	Модель	Предел измерения
DT-9305A, DT-9305B	Поточный плотномер	Плотность нефти в БККН	SOLARTRON	7835	0-1000 kg/m^3
AT-9304A, AT-9304B	Поточный вискозиметр	Вязкость нефти в БККН	SOLARTRON	7829	0-100 cSt
FT-9306	Преобразователь расхода	Расход через БККН	KROHNE	UFM 3030K-1Ex	0-30 м^3/час
FS-9305	Сигнализатор расхода нефти	Сигнализация потока БККН	FLOTECT	V4-SS-2-U	
PT-9304	Преобразователь давления	Давления нефти в БККН	EMERSON	3051CG	0-2,5 МПа
PG-0999	Манометр точных измерений	Давление нефти в БККН	WIKA	232,5	
TT-9303, TT-9304	Температурный преобразователь	Температура нефти в БККН	EMERSON	3144P	0-100°C
WT-9308A, WT-9308B	Весы	контроль заполнения контейнера отбора проб	Mettler Toledo	DB60sx	0 – 10 кг
SC-9309A, SC-9309B	Пробоотборник	отбор проб нефти в БККН	Clif Mock	C-22/CD-20	
LS-9309A, LS-9309B	Сигнализатор уровня в емкости проб	Сигнализация аварийного уровня	Dwyer	F7-BT	
BSW-9307A, BSW-9307B	Влагомер нефти поточный	Содержание влаги в нефти	"НТП Годсэнд-сервис"	УДВН-1пм	0-2 %
FCV-9304	Регулятор расхода с электроприводом	Регулирование расхода в БККН	"ИК Энерпред-Ярдос"		Ду32, Ру 8,0 МПа
FAN-9311A, FAN-9311B	вентиляторы помещения	Климат-контроль в БККН			выбирается поставщиком БККН

ZL-9312A, ZL-9312B	воздушные заслонки	Климат-контроль в БККН			выбирается поставщиком БККН
HE-9310	обогреватель помещения	Климат-контроль в БККН			выбирается поставщиком БККН
PT-0998	Преобразователь давления	Давление нефти в нефтепроводе	EMERSON	3051CG	0-2,5МПа

Основные решения по кабельным проводкам

Кабельные линии автоматизации выполняются кабелями KERPEN RE-Yw(St)Yw-fl PIMF. Кабели в БККН проложить по проектируемым кабельным лоткам (лотки входят в комплект БККН), вывести через проектируемые взрывозащищенные кабельные вводы Roxtec.

Кабели в блок-боксе управления БККН проложить по существующим кабельным лоткам (лотки входят в поставку БУ БККН), а также открыто по конструкциям. Ввод кабелей в блок-бокс выполнить через взрывозащищенную кабельную муфту Roxtec

По территории НПС Атырау кабели проложить по существующей кабельной эстакаде. Ввод кабелей в существующие здания выполнить через резервы в существующих кабельных вводах.

Размещение монтаж средств автоматизации

Блок-бокс БККН предусматривается комплектной поставки, измерительные преобразователи в БККН устанавливаются заводом-поставщиком БККН. Средства автоматизации - промышленный компьютер 1200P 6181P-12A2SW71AC, поточный компьютер OMNI-6000, ПЛК 1756-L72в составе шасси RCH0, RCH1 P0022QL – устанавливаются в шкаф управления БККН (шкаф ПЛК P0022QL) напольного исполнения, расположенный в блок-боксе БУ БККН.

Многофункциональный весовой терминал WSIY-9308 устанавливается в шкаф управления БККН в блок-боксе БУ БККН.

Питание средств автоматизации

Питание средств автоматизации, устанавливаемых в шкафу управления БККН, осуществляется напряжением ~220В от источника бесперебойного питания UPS-220V. Расчетная потребляемая мощность приборов - 1,96 кВт.

Обеспечение единства измерений.

В БККН используются средства измерений (СИ), типы которых утверждены и допущены к применению в установленном порядке. Погрешность СИ, вводимых в состав БККН, соответствует требованиям следующих нормативных документов:

- ГОСТ 8.589 «Государственная система обеспечения единства измерений. Ведение учетных операций на пунктах приема-сдачи нефти в нефтепроводных системах»;
- ГОСТ 8.595 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»;
- СТ РК 2.62 «Система измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию»;
- «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти»;

СИ подлежат первичной и периодической поверкам в установленном законодательством порядке.

6.5. Система автоматической пожарной сигнализации и газообнаружения (АПС И Го)

Данный раздел разработан в соответствии с техническим заданием Заказчика.

При проектировании руководствовались действующими нормами, правилами, стандартами, а также особыми техническими требованиями КТК (ТТ СРС).

Объемы системы АПС И ГО.

В блок-боксе БККН предусмотрены датчики контроля загазованности с индикацией и передачей сигнала в систему обнаружения пожара и загазованности НПС Атырау. Датчики контроля загазованности горючих газов AIT-9314A и AIT-9314B.

Контроль пожара в блок-боксе БККН выполняется с помощью автоматических пожарных извещателей пламени BET-9313A и BET-9313B и ручного пожарного извещателя MCP-9313.

Снаружи блок-бокса БККН предусмотрены:

- световой оповещатель «Пожар» (красный цвет) XLF-9313;
- световой оповещатель «Газ» (синий цвет) XLG-9313;
- звуковой оповещатель разной тональности «Пожар» и «Газ» HAFG-9313.

В блок-боксе управления БУ БККН с помощью автоматических пожарных дымовых извещателей OSD-9316A, OSD-9316B, а также ручного пожарного извещателя MCP-9316, предусмотрен контроль пожара с индикацией и передачей сигнала в систему обнаружения пожара и загазованности НПС.

Снаружи блок-бокса управления предусмотрены:

- световой оповещатель «Пожар» (красный цвет) XLF-9316;
- звуковой оповещатель «Пожар» HAF-9316.

Проектируемое оборудование пожаро- и газообнаружения блок-боксов подключается к существующему шкафу удаленного ввода/вывода (УВВ) RIO3-P0022NB, установленному в здании Электрощитовой 17d, откуда по существующей линии ControlNet передается в здание Операторной НПС Атырау на существующий ПЛК CP-P0022NBR (СИНКРОСС).

Контроль состояния пожарных извещателей, звуковых и световых оповещателей пожара, а также контроль целостности шлейфов пожарной сигнализации осуществляется автоматически оборудованием шкафа RIO3-P0022NB по интерфейсу RS-485.

Управление отключением технологического оборудования в случае пожара или достижения уровня загазованности 10% НКПР выполняется автоматически с ПЛК P0022QL (см. раздел 11-0001-007-22-72 "Системы управления").

Алгоритм работы системы АПС И ГО

Если загазованность в помещении БККН превысила «предельный уровень» (10% НКПР), но не достигла «аварийного уровня» (40% НКПР), производится автоматическое включение основного вытяжного вентилятора.

Если загазованность в помещении БККН в течение 10 минут сохраняет «предельный уровень», производится автоматическое включение резервного вытяжного вентилятора, отключаются насосы прокачки нефти, закрывается отсечная запорная арматура, отключается питание у всех электроприемников БККН, кроме вытяжных вентиляторов.

Если загазованность в помещении БККН приняла значение меньше «предельного уровня», то включенные вытяжные вентиляторы продолжают работать и автоматически отключатся через 15 минут.

Если загазованность в помещении превысила «аварийный уровень» (40% НКПР), производится автоматическое включение обоих вытяжных вентиляторов, отключаются

насосы прокачки нефти, закрывается отсечная запорная арматура, отключается питаниеу всех электроприемников БККН, кроме вытяжных вентиляторов.

Предусмотрено включение основного вытяжного вентилятора один раз в час на период времени, установленный оператором.

При срабатывании двух оптических пожарных извещателей (или сработка одного и неисправность второго) в блок-боксе БККН, автоматически включается световая и звуковая сигнализация «Пожар» снаружи блок-бокса БККН, отключаются насосы прокачки нефти, закрывается отсечная арматура, затем отключается питание всех электроприемников блок-бокса технологии.

При срабатывании двух пожарных дымовых извещателей (или сработка одного и неисправность второго) в блок-боксе управления, автоматически включается световая и звуковая сигнализация «Пожар» снаружи блок-бокса БУ БККН, отключается система ОВКВ блок-бокса управления, подается команда на отключение насосов прокачки нефти закрытие отсечной арматуры блок-бокса технологии, после этого отключается питание всех электроприемников блок-бокса технологии.

Основные решения по кабельным проводкам

Шлейфы сигнализации выполняются кабелями KERPEN RE-Yw(St)Yw-fl PIMF. При параллельной прокладке расстояние между кабелями сигнализации и силовыми и осветительными кабелями должно составлять не менее 0,5 метра.

Кабели в БККН проложить по проектируемым кабельным лоткам (лотки входят в комплект БККН), ввод кабелей в БККН выполняется через проектируемую взрывозащищенную кабельную муфту Roxtec.

Кабели в блок-боксе управления БККН проложить по существующим кабельным лоткам (лотки входят в поставку БУ БККН), а также в проектируемых пластиковых кабельных каналах. Ввод кабелей в блок-бокс выполнить через взрывозащищенную кабельную муфту Roxtec совместно с кабелями автоматики (муфта учтена в разделе 11-0001-007-22-72 "Системы управления").

По территории НПС Атырау кабели проложить по существующей кабельной эстакаде. Ввод кабелей в существующие здания выполнить через резервы в существующих кабельных вводах.

Питание оборудования системы АПС И ГО

Питание оборудования системы АПС и ГО осуществляется напряжением 24В DC от существующего шкафа удаленного ввода/вывода RIO3-P0022NB (СИНКРОСС), установленного в здании Электрощитовой 17d. Кабель питания принят KERPEN YY-fl 4х4мм^2.

6.6. Сети связи

Проектом предусматривается подключение проектируемого блок-бокса БККН к сетям SCADA НПС "Атырау".

Для осуществления подключения проектируемого блок-бокса БККН к сетям SCADA1, SCADA2 НПС "Атырау", проектом предусматривается установка в блок-боксе управления БККН (далее БУ БККН) телекоммуникационного шкафа P0022-TC-QL-001, 19" высотой 45U с перфорированными передней и задней дверьми, производства компании "Panduit", с активным и пассивным сетевым оборудованием, а также прокладка между БУ БККН и Операторной НПС "Атырау" двух 24-волоконых оптических кабелей связи.

Оборудование связи

В шкафу связи P0022-TC-QL-001 устанавливаются:

- два коммутатора Cisco IE-3000-8TC-Епромышленного исполнения на 8 Ethernet 10/100 портов и 2 универсальных аплинк-порта (каждый универсальный порт способен работать как 10/100/1000 медный либо оптический SFP порт);

- по одному модулю расширения Cisco IEM-3000-4PCс четырьмя дополнительными портами 10/100 POE/POE+ для каждого коммутатора Cisco IE-3000-8TC-E;

- по два модуля дополнительного питания Cisco PWR-IE50W-AC = для коммутаторов Cisco IE-3000-8TC, входное напряжение 230VAC 50Гц, выходное напряжение 24VDC/2.1A;

- по одному модулю дополнительного питания AC/DC Cisco PWR-IE65W-PC-AC = для каждого модуля расширения Cisco IEM-3000-4PCPOE, входное питание напряжением 230VAC 50Гц, выходное напряжение 54VDC/1.2A;

- по два гигабитных SFP трансивера промышленных температур GLC-LX-SM-RGD1000BASE-LX/LH для каждого коммутатора Cisco IE-3000-8TC-E (для подключения оптическим кабелем к активному оборудованию НПС "Атырау"). SFP трансиверы устанавливаются в универсальные аплинк-порты;

- пассивное оборудование передачи данных (оптические коммутационные щиты ODF) производства компании "Panduit". Все пассивные компоненты СКС соответствуют категории 6 и удовлетворяют требованиям спецификации СКС КТК.

Для подключения БККН к сетям SCADA1, SCADA2, в Операторной НПС "Атырау" предусматривается установка в существующие коммутаторы P0022-SW-6506/E01 и P0022-SW-6506/E02, расположенные в стойках связи (ряд 4, стойки 2, 3), двух модулей связи WS-X6824-SFP-2TXL Gigabit Ethernet на 24 порта SFP – по одному модулю в каждый коммутатор. Модули оснащаются четырьмя гигабитными трансиверами GLC-LH-SMD 1000BASE-LX/LH для одномодового оптоволокна.

В существующем шкафу - ряд 4 стойка 1 – устанавливаются два оптических коммутационных щита ODF для расключения оптических кабелей от БУ БККН. Соединение компонентов ODF с активным оборудованием выполняется оптическими одномодовыми дуплексными патч-кордами, прокладываемыми между стойками связи в гофрированной трубе.

Кабельные линии

Кабельные линии подключения блок-бокса БККН к сетям SCADA1,SCADA2 выполняются волоконно-оптическим кабелем. Между БУ БККН и Операторной НПС "Атырау" предусматривается прокладка двух 24-волоконых оптических кабелей LDD-9-04x06-D-ZHJH-G-FR-BK компании "Teldor" с одномодовым волокном 9/125 мкм Corning SMF-28e, по 6волокон в 4-х буферных трубках.

По территории НПС "Атырау" оптические кабели прокладываются по существующей кабельной эстакаде в защитных полиэтиленовых трубках ЗПТ НГ Ø40 толщиной стенки 3,5мм производства компании ЗАО "Пластком" г. Санкт-Петербург. Минимальный статический радиус изгиба трубки должен быть не менее 10 номинальных диаметров. Трубки прокладываются по двум верхним кабельным лоткам существующей эстакады, фиксируются через каждый метр на всем протяжении трассы металлическими нержавеющими кабельными стяжками PAN-STEEL MLT2S-CP и маркируются через каждые 10 метров маркировочными пластинками из стали MT350W17. Участки эстакады, где кабельные лотки отсутствуют, дооборудуются проектируемыми кабельными конструкциями.

Проектируемые оптические кабели прокладываются одной строительной длиной. Радиус изгиба оптического кабеля при прокладке должен быть не менее 20 наружных диаметров кабеля.

Прокладку оптического кабеля в трубках ЗПТ НГ выполнять высокоскоростным методом пневмозадувки. Задувку кабеля выполнить частями, отрезки ЗПТ НГ соединить с

помощью муфты механической соединительной. Муфты устанавливаются только на прямолинейных участках трубок.

При необходимых изменениях направления трассы радиус изгиба трубки не должен быть менее 2м.

При выполнении работ руководствоваться документом "Инструкция по прокладке и монтажу оптического кабеля в ПВП трубках "Silicore" Москва, 1998г.,ОАО "ССКТБ-ТОМАСС".

Вблизи вводов в здания Операторной и БУ БККН формируется запас оптического кабеля по 30 м с каждой стороны. Для выкладки запаса оптического кабеля используется устройство для подвески муфт и кабелей УПМК. Запас кабеля обматывается всепогодной, не распространяющей горение УФ-устойчивой ПВХ лентой.

На стойках связи в зданиях Операторной и БУ БККН предусматривается создание технологического запаса оптических кабелей по 6м.

Ввод оптических кабелей в БУ БККН выполнить через проектируемый взрывозащищенный вводной блок Roxtec G4x1, выбранный с учетом 100% резерва вводных каналов для кабелей связи.

Ввод кабелей в здание Операторной выполнить через резерв в существующем взрывозащищенном вводном блоке Roxtec.

Внутри зданий кабели и патч-корды связи прокладываются в гофрированной трубе Ду36 из не распространяющего горение полиамида, а также по существующим кабельным конструкциям.

Телекоммуникационное заземление

Для обеспечения безопасности персонала, защиты магистралей и оборудования от воздействия грозовых разрядов, для выравнивания потенциалов и устранения возможности статических разрядов между устройствами, в блок-боксе БУ БККН предусматривается система телекоммуникационного заземления.

Заземление телекоммуникационного шкафа P0022-TC-QL-001 выполняется комплектом заземления компании Panduit. Все телекоммуникационные устройства и металлические компоненты СКС - заземляющая шина шкафа P0022-TC-QL-001, корпуса оборудования, устройства защиты от перенапряжения, кабельные лотки – присоединяются к центральной телекоммуникационной шине заземления TMGB (GB4B0624TPI-1), устанавливаемой вблизи ввода кабелей связи в блок-бокс. В свою очередь, шина TMGB соединяется с главной шиной заземления здания ГШЗ.

Все соединения телекоммуникационного заземления выполняются проводом ПуГПнг(А)-HF желто-зеленого цвета сечением 1х16мм2. Для подключения провода ПуГПнг(А)-HF к шине заземления используются обжимные наконечники с двумя отверстиями под винтовое соединение.

Устройство заземления выполняется согласно РД 45.155-2000 «Заземление и выравнивание потенциалов аппаратуры ВОЛП на объектах проводной связи».

Электропитание приборов

Питание телекоммуникационного шкафа P0022-TC-QL-001 осуществляется от сети переменного тока 220В (см. раздел Электрические сети). Для обеспечения бесперебойного питания оборудования в шкафу устанавливается ИБП Smart-UPS 1500VA SUM1500RMXLI2U фирмы APC, обеспечивающий 8 часов непрерывной работы оборудования связи.

Питание активного сетевого оборудования осуществляется от модулей питания AC/DC Cisco PWR-IE50W-AC, Cisco PWR-IE65W-PC-AC. Подключение блоков питания сетевых устройств к сети 220В AC выполняется через отдельные автоматические выключатели с соответствующим номиналом. Автоматические выключатели устанавливаются в шкафу P0022-TC-QL-001 в распределительной коробке производства компании "Knurr".

6.7. Охрана окружающей среды.

Поскольку проектом не предусматривается строительство новых источников загрязнения окружающей среды, и уровень выбросов, сбросов и образующихся отходов после завершения СМР останется на существующем уровне, то воздействие на окружающую среду в настоящем разделе рассматривается только для периода монтажных работ.

В период проведения СМР основными источниками загрязнения атмосферного воздуха будут являться лакокрасочные и сварочные работы, работа ДЭС.

Работа спецтехники (кран на автомобильном ходу – 1 ед., самосвал – 1 ед., автогидроподъемник – 1 ед.) будет заключаться в перегрузки нового оборудования на место его установки, что по времени будет занимать не более 10-15 минут.

В процессе строительства будет разработано всего 48,83 м3 грунта ручным способом.

Учитывая данные выше сказанное, считать выбросы от земляных и планировочных работ, а также от работы строительных машин и механизмов, автотехники нецелесообразно.

Для обеспечения выполнения сварочных работ и электроснабжения участка работ предусмотрена работа одной ДЭС. Расход топлива составит 0,084 тонн.

При производстве строительно-монтажных работ должны соблюдаться требования по предотвращению запыленности и загазованности воздуха.

Заключение

Строительно-монтажные работы по монтажу блока контроля качества нефти НПС «Атырау» не повлечет за собой необратимых негативных изменений в окружающей среде и не окажет недопустимого отрицательного воздействия на существующее экологическое состояние прилегающих территорий, т.к.:

- негативное воздействие на воздушный бассейн при производстве СМР оценивается как кратковременное и локальное;
- сбросы загрязняющих веществ в водные объекты от СМР отсутствуют;
- воздействие объекта в период СМР на животный и растительный мир незначительно;
- токсичных отходов не образуется.

Проект предусматривает мероприятия, снижающие отрицательное влияние СМР на природную среду. Они охватывают охрану почвы, поверхностных и подземных вод, воздуха:

- максимально использовать существующие транспортные коридоры, ввести ограничение скорости движения автотранспорта на подъездных и внутрипромысловых дорогах;
- использовать транспортные средства с низким удельным давлением на грунт;
- транспортировку и хранение сыпучих материалов осуществлять в контейнерах;
- не допускать слив масел строительных машин и механизмов непосредственно на грунт;
- сократить до минимума передвижение автотранспорта в ночное время с целью снижения негативного влияния на животных, которые активны в ночное время суток;
- следить за своевременной уборкой и вывозкой строительного мусора и отходов строительного производства.

На этапе СМР выбросы 16 загрязняющих веществ от временных источников будет составят: 0,136606 т/год (0,197258 г/сек), в том числе твердых ЗВ – 0,003007 т/год (0,004026 г/сек), газообразных/жидких – 0,133599 т/год (0,193232 г/сек). Активная ветровая деятельность в районе участка СМР способствует рассеиванию загрязняющих веществ.

Объем образующихся отходов- 8,81268 т.

Предусмотренные проектом мероприятия по утилизации образующихся отходов в процессе подготовки и проведения строительства позволят сократить их вывоз на свалку на 0,26268 т/ год, сдача на вторичную переработку – 8,55 т/год.

На период эксплуатации выбросы, сбросы от данного участка и отходы фиксируются согласно разработанному и действующему Проекту нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для НПС «Атырау» (ЗГЭЭ №KZ20VCY00073832 от 09.08.2016г., санитарно-эпидемиологическое заключение №E.08.X.KZ80VBS00036330 от 20.07.2016г.), имеющемуся на НПС проекту ПДС а так же плану-мероприятий.

Описываемые и рассматриваемые в данном разделе СМР будут носить кратковременный характер.

Принятые проектные решения обеспечивают минимально-возможное воздействие на все компоненты окружающей среды и соответствуют НТД, действующим на территории Республики Казахстан, а также международным нормам и стандартам в области охраны окружающей среды.

6.8. Охрана труда и промышленной безопасности

При выполнении работ на объекте необходимо строго выполнять все требования СНиП РК 1.03.05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве», Регламентов КТК и других нормативных документов. Кроме того, выполнять все требования санитарно-гигиенических норм и правил, правил техники безопасности, пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ.

Место работ должно быть обеспечено первичными средствами пожаротушения в соответствии с ППБС-01-94.

Строительно-монтажные организации должны прорабатывать инструкции по технике безопасности с учетом местных условий.

Огневые работы на строительной площадке должны производиться с соблюдением требованием «Типовой инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах»; Место ведения работ должно в обязательном порядке иметь ограждения, что отражается в наряд-допуске на производство работ.

Мероприятия по технике безопасности при производстве строительных работ на действующих предприятиях, составленные генподрядными организациями, должны утверждаться заказчиком.

К строительно-монтажным работам разрешается приступать только при наличии проекта производства работ, в котором должны быть разработаны все мероприятия по обеспечению техники безопасности, а также производственной санитарии. ППР в обязательном порядке утверждается заказчиком и всеми заинтересованными службами.

Перед началом работ на опасных объектах должен быть оформлен наряд-допуск на выполнение конкретных видов работ с указанием опасных зон и необходимых мероприятий по технике безопасности. Наряд-допуск выдается на срок, необходимый для выполнения данного объема работ.

В случае изменения условий производства работ наряд-допуск аннулируется и перед возобновлением работ выдается новый.

Наряд-допуск подписывается ответственным представителем предприятия. При этом ответственность за полноту и обеспечение указанных в наряд-допуске мер безопасности несут руководители действующего предприятия и строительно-монтажной организации.

Персонал строительно-монтажных организаций, привлекаемые к строительству на территории предприятия, обязаны следовать требованиям промышленной безопасности, установленным на этом предприятии, и, следовательно, в этом отношении они приравнены к эксплуатационному персоналу НПС.

Требования безопасности при работе с гипохлоритом кальция. ТУ 9392-103-05742752-2001 Основные свойства.

Порошкообразный пылящий продукт белого цвета или слабоокрашенный с резким запахом хлора. Сильный окислитель, смешивается с водой в любых соотношениях. Во избежание разложения вещества не допускается применение тары из нелегированных и низколегированных сталей, чугуна, меди, бронзы и материалов, являющихся катализаторами его разложения.

Взрывопожароопасность.

Не горюч, взрывобезопасен. Однако при контакте с жидкими маслообразными органическими веществами и пылевидными органическими продуктами может вызвать их загорание. Емкости могут взрываться при нагревании.

Опасность для человека

Обладает местно-раздражающим действием на кожу и выраженным на слизистые оболочки глаз, не оказывает сенсибилизирующего действия.

Ингаляционная опасность за счет выделения в воздух хлора, который оказывает раздражающее действие на слизистые оболочки глаз и органы дыхания. Не допускать попадания на кожу, в глаза. Раздражение верхних дыхательных путей проявляется в першении в горле, кашле и пр.

При попадании в глаза возможны ожоги, повреждение роговицы. При попадании на кожу возможно появление чувства жжения, покраснение, отечность. В тяжелых случаях наблюдается одышка, кашель, учащение пульса, тошнота.

Средства индивидуальной защиты

Работающие с гипохлоритом должны быть обеспечены специальной одеждой и иметь индивидуальные средства защиты: респиратор типа РПГ-67, РУ-60М с патроном марки В (в случае больших количеств хлора на рабочем месте необходимо иметь фильтрующий противогаз марки В или БКФ), защитные очки типа ПО-2, ПО-3, фартук из прорезиненной ткани, резиновые перчатки, сапоги, халаты, костюмы.

При утечке, разливе и россыпи

В случае рассыпания продукт собрать совком, а место рассыпания промыть большим количеством воды, обработать раствором тиосульфата натрия. Не допускать соприкосновения вещества, промывных вод с нефтепродуктами и другими горючими материалами. Гипохлорит кальция полностью используется, утилизации не подлежит.

Меры первой помощи

При проявлении раздражения органов дыхания необходимо вывести пострадавшего на свежий воздух или в хорошо проветриваемое помещение, обеспечить покой, согревание, прополоскать носоглотку, дать выпить теплое щелочное питье – Боржоми или молоко с пищевой содой (1 чайная ложка на стакан воды) или нашатырным спиртом (15 капельная стакан), по показаниям применить средства, успокаивающие кашель, и сердечные средства. При необходимости обратиться к врачу.

При попадании в глаза необходимо немедленно промыть глаза под струей воды в течение 10-15 минут и сразу обратиться к окулисту! При раздражении глаз закапать 30% раствор сульфацила натрия. При попадании на кожу смыть средство большим количеством воды.

Все работы производить в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

6.9. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций ипо взрыво - и пожарной безопасности

Проведение огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывоопасных и пожароопасных объектах должно осуществляться согласно требованиям Регламента ОАО «АК «Транснефть» ОР-ОЗ.100.30-КТН-150-11 «Порядок организации

огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывоопасных и пожароопасных объектах организаций системы «Транснефть» и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение» и разрешается только после оформления наряда-допуска.

Защита строительных конструкций

Антикоррозийная защита стальных конструкций и сварных соединений предусмотрена окраской двумя слоями эмали ПФ-115 по ГОСТ 6465-78* по двум слоям грунтовки ГФ-021 по ГОСТ 25129-82*. Общая толщина окрасочного покрытия, включая грунтовку не менее 55 мкм.

Технологические требования к металлическим изделиям.

В проекте предусмотрено выполнение сварных швов в соответствии с ГОСТ 5264-95. Металлические элементы крепить на сварке, сварка ручная дуговая по ГОСТ 5264-80. Сварку вести электродом Э-42 ГОСТ 9467-75. Высоту сварных швов принять по наименьшей толщине свариваемых элементов.

6.10. Указания по производству работ и технике безопасности.

При производстве работ руководствоваться требованиями СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

При производстве работ на действующем предприятии должны выполняться следующие требования:

- производства строительно-монтажных работ в условиях реконструкции объектов должно быть увязано с производственной деятельностью реконструируемого предприятия. Заказчик и подрядчик должны определить порядок согласованных действий и ответственного за оперативное руководство работами.
- при реконструкции объектов надлежит учитывать данные обследования технического состояния конструкций, внутрицеховых и внутриплощадочных транспортных средств, и коммуникаций, оборудований и инженерных сетей, условий производства демонтажных и строительно-монтажных работ (загазованность, запыленность, взрыво и пожароопасность, повышенный шум, стесненность и т.п.).

Заказчику и подрядчику совместно с проектной организацией необходимо:

- согласовать объемы, технологическую последовательность, сроки выполнения СМР, а также условия их совмещения с работой производства цехов и участков реконструируемого предприятия;
- определить порядок оперативного руководства, включая действия строителей и эксплуатационников при возникновении аварийных ситуаций;
- определить последовательность разборки конструкций, а также разборки или переноса инженерных сетей, места и условия подключения временных сетей, водоснабжения, электроснабжения и др.;
- составить перечень услуг заказчика и его технических средств, которые могут быть использованы строителями в период производства работ;
- определить условия организации комплексной и первоочередной поставки оборудований и материалов, организации перевозок и складирования грузов и передвижения строительной техники по территории реконструируемого предприятия, а также размещения мобильных (инвентарных) зданий и сооружений.

При монтаже оборудований и трубопроводов должен осуществляться операционный контроль качества выполненных работ. Выявленные дефекты подлежат устранению до начала последующих операций.

Окончанием работ по монтажу систем автоматизаций является завершением индивидуальных испытаний оборудования с оформлением комплекта исполнительной документации.

При индивидуальном испытании следует проверить:

а) соответствие смонтированных систем автоматизация рабочей документации и требованиям настоящих правил;

б) трубные проводки на прочность и плотность;

в) сопротивление изоляции электропроводок.

Измерение сопротивления изоляции электропроводок систем автоматизации (цепи измерения, управления, питания, сигнализации) производиться мегомметром на напряжение 500-1000В и не должно быть менее 0,5 МОм.

В случае проведения реконструкции на действующем объекте по мере окончания СМР отдельных узлов СА допускается передача данных узлов в пуско-наладочные работы (ПНР) с оформлением соответствующих актов.

При монтаже и накладке систем автоматизации согласно СНиП 3.05.07-85 составляется следующее производственная документация:

- акт передачи рабочей документации для производства работ;
- акт готовности объекта производства работ по монтажу систем автоматизации;
- акт перерыва монтажных работ;
- акт освидетельствования скрытых работ;
- акт испытания трубных проводок на прочность и плотность;
- акт на обезжиривание арматуры, соединений и труб;
- журнал сварочных работ (составляется для трубных проводок 1 и 2 категорий);
- протокол измерения сопротивления изоляции;
- протокол прогрева кабелей на барабанах (составляется при прокладке кабелей при низких температурах);
- документы по электропроводкам во взрывоопасных зонах;
- документы по электропроводкам в пожароопасных зонах;
- акт проверки приборов и средств автоматизаций;
- разрешение на монтаж приборов и средств автоматизации;
- ведомость монтированных приборов и средств автоматизации;
- акт приемки смонтированных систем автоматизации;
- разрешение на внесение изменений рабочей документации;
- акт приемки в эксплуатацию систем автоматизации;
- акт о приемке систем автоматизации в эксплуатацию;
- протокол измерений оптических параметров смонтировано с оптического кабеля.

Приемочные испытания АСУ ТП проводятся после окончания пуско - наладочных работ и индивидуальных (автономных) испытаний приемки АСУ ТП рабочей комиссии перед вводом в эксплуатацию с оформлением Акта рабочей комиссии о готовности законченного строительства объекта для предъявления приемочной комиссии.

Приемочные испытания проводятся в период плановой (72 часовой) установки на неработающий ЛПДС. В период комплексного опробования МПСА проводиться комплексная наладка, проверка, регулировка и обеспечение взаимосвязанной совместной работы оборудования предусмотренной проектом технологическом процессе доведением параметров настройки оборудования и средств МПСА до эксплуатационных значений.

При получении положительных результатов комплексного опробования МПСА, оформляется Акт рабочей комиссии о приемке оборудования после комплексного опробования.

Обеспечение казахстанского содержания в проектных решениях

В данном проекте применены материалы, оборудование, и изделия казахстанских производителей.

Противопожарные мероприятия.

Противопожарные мероприятия выполнены в полном соответствии со СНиП РК 2.02.05-2009 "Пожарная безопасность зданий и сооружений".

Природоохранные мероприятия

Виду отсутствия вредных технологических выбросов, вызывающих загрязнения участка, а также воздушного и водного бассейнов, специальных мероприятий по защите окружающей среды не предусмотрено.

К способствующему мероприятия относиться посадка новых зеленых насаждений.

В целях выполнения мероприятий по предотвращению загрязнения окружающей среды, необходимо заключить договор со специальным предприятием по сбору и утилизации бытовых отходов.

6.11. Организация строительного хозяйства.

Принятая организационно-технологическая схема строительства объекта направлена на обеспечение согласованный работы всех участников строительства, а также качественное выполнение комплекса строительно-монтажных работ, в технологической последовательности с соблюдением требований по охране труда и окружающей среды.

Для оптимизации организационно-технологической схемы строительства принимались следующие основные факторы, влияющие на сроки и ресурсы строительства:

- темпы строительства (производства работ);
- периоды строительства (май-сентябрь 2018г.);
- инженерно-геологические условия прохождения трассы;
- наличие и состояние существующей транспортной сети и объектов инфраструктуры;
- стесненные условия производства работ;
- последовательность выполнения строительных работ по периодам строительства, включая подготовительные работы вне трассы;
- организация жилья, быта и режима работ.

Продолжительность строительства согласно СНиП РК 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» составляет **– 2,8 месяцев.**

6.12. Сметная документация.

Сметная документация составлена в соответствии с РСНБ РК 2015 «Методика определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан», СНиП РК А.2.2-1-2001 "Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений"

Расчет смет выполнен по программе АВС-4 (редакция 5.5.3.1)

При составлении сметной документации в текущем уровне цен использована сметно-нормативная база по состоянию на 2017 г.

При составлении смет на строительство объекта применены:

- сборники сметных цен на материалы, изделия и конструкции;
- сборники сметных цен и расценок на строительные работы;
- сборник сметных цен на перевозки грузов для строительства;
- сборник сметных норм и расценок на монтажные работы;

Основанием для составления настоящей документации служит проект.

При составлении сметной документации приняты:

Строительство осуществляется в 5.2 территориальном районе – Атырауская область.

Накладные расходы на строительство приняты согласно методических указания;

- дополнительные затраты при производстве СМР в зимнее время согласно НДЗ РК 8.04-06-2015 «Сборник сметных норм при производстве СМР в зимнее время» - 2,8% с к=0,9

- затраты на временные здания и сооружения согласно НДЗ РК 8.04-05-2015 «Сборник сметных норм затрат на строительстве временных зданий и сооружений» - 2,4% с к=0,8

Сметная заработная плата (п. 4.3.13 «Порядка определения сметной стоимости строительства в РК» состоит из следующих видов оплаты труда:

- основная заработная плата рабочих;
- заработная плата рабочих, обслуживающих машины и механизмы;
- заработная плата в составе накладных расходов (15% от массы накладных расходов).

На итог прямых затрат и накладных расходов начислены ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 2% (п. 4.3.17 «Порядка определения сметной стоимости строительства в РК»).

Затраты на технадзор согласно приложение к Приказу Председателя КДС ЖКХ и от 26 июня 2015г. № 231-НҚ. 1,93% с к=0,7 (1,351%) (479417,23*1,93/100*0,7=6476,93)

Затраты на осуществление авторского надзора согласно приложение к Приказу Председателя КДС ЖКХ и от 26 июня 2015г. № 231-НҚ. 0,3% (479417,23*0,3/100=1438,25)

Налог на добавленную стоимость принят согласно действующего законодательства РК с 1.01.2009 г. в размере -12 %.

Общая сметная стоимость строительства по сводному сметному расчету в текущих ценах 2017г. составляет:

- 560 293,89 тыс. тенге.

в том числе:

- СМР	- 53 575,42 тыс. тенге
- оборудование	- 425 841,82 тыс. тенге
- прочие	- 80 876,65 тыс. тенге

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Оценка принятых проектных решений

В соответствии с требованиями правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технический и (или) технологический сложным объектам, утвержденный приказом Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165, разработчиком проекта установлен **уровень ответственности технический несложный объект II (нормального) уровня.**

Рассмотренный проект по составу и комплектности представленных материалов в основном соответствовал требованиям СНиП РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство», заданию на разработку проекта и другим исходным материалам.

8. Выводы:

8.1. Рабочий проект **«Монтаж блока контроля качества нефти НПС «Атырау» из земель Махамбетского района, участок Северная промзона»** соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для

утверждения в установленном порядке со следующими
основными технико-экономическими показателями:

№	наименование	Ед. измерения	количество	примечание
1	Площадь застройки	$м^2$	174.3	На территории существующей НПС Атырау
2	Строительный объем:			
	- Блок контроля качества	$м^3$	62,6	Комплектная поставка
	- Блок управления	$м^3$	46,9	Комплектная поставка
3	Площадь фундамента	$м^2$	97,4	Комплектная поставка
4	Режим работы предприятия – непрерывный		круглосуточно	
5	Местоположение (район, пункт)			Территория Махамбетского района в Атырауской области, Республики Казахстан. На территории НПС Атырау
6	Транспортное обеспечение			Используются существующие а/д для строительства, собственный автотранспорт – для эксплуатации
7	Общая сметная стоимость строительства в базисных ценах 2017г.,	тыс.тенге	560 293,89	
в том числе:				
	СМР	тыс.тенге	53 575,42	
	оборудование	тыс.тенге	425 841,82	
	прочие	тыс.тенге	80 876,65	
8	Срок строительства	месяцев	2,8	

8.2 Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована в соответствии с условиями договора.

8.3 Заказчику до начала реализации рабочего проекта получить необходимые согласования и заключения контрольно-надзорных органов и заинтересованных организаций.

8.4 Заказчик при приемке документации по рабочему проекту от проектной организации должен проверить ее на соответствие настоящему экспертному заключению.

8.5 Заказчику во исполнение постановления Правительства Республики Казахстан от 29 октября 2010 года N2 1135 «Об утверждении Программы по развитию казахстанско¬го

содержания в Республике Казахстан на 2010-2014 годы» при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

Токуов Б.К.

Директор

Сейсенбаев А.Х.

Эксперт

Абай А.Е.

Эксперт

Бердигожин Е.

Эксперт

Абдукаликов Ж.К.

Эксперт

Рахымжан М.Н.

Эксперт