«МӨМӨ ЛӨБД «Петропавл» Шығыс ӨБ. Қайта құру технологиялық процессі басқармасының автоматтандырылған жүйесін қайта құру
жұмыс жобасы бойынша

10.07.2017 ж. № КС-0060/17

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Петропавл» желілік өндірістік-диспетчерлік станциясы
(«Петропавл» ЖӨДС) (филиал) «Транснефть-Урал» 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:

«МӨМӨ ЛӨБД «Петропавл» Шығыс ӨБ. Қайта құру технологиялық процессі басқармасының автоматтандырылған жүйесін қайта құру

З А К Л Ю Ч Е Н И Е

№ КС-0060/17 от 10.07.2017 г.

«Автоматизированная система управления технологическим процессом МНПП ЛПДС «Петропавловск» Восточное ПО Реконструкция»

ЗАКАЗЧИК:
Линейная производственно-диспетчерская станция «Петропавловска»
(ЛПДС «Петропавловск» филиал АО «Транснефть-Урал»

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

город Кокшетау

ПРЕДИСЛОВИЕ

На проведение комплексной вневедомственной экспертизы предоставлен рабочий проект по объекту:

«Автоматизированная система управления технологическим процессом МНПП ЛПДС «Петропавловск» Восточное ПО Реконструкция»

1. НАИМЕНОВАНИЕ: В соответствии с заключенным электронным договором от 23.05.2017 года № КС-0057 с ЛПДС «Петропавловск» филиал АО «Транснефть-Урал», проведена комплексная вневедомственная экспертиза рабочего проекта по объекту: **«Автоматизированная система управления технологическим процессом МНС ЛПДС «Петропавловск».Восточное ПО. Реконструкция»**

2. ЗАКАЗЧИК: ЛПДС «Петропавловск» филиал АО «Транснефть-Урал» ИНН 0278039018, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Крупской, д. 10.

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 №518-П от 23.10.15 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 (.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.

5.1 Основание для разработки.

- Задание на проектирование ТЗ-35.240.01-УСМН-806-14;
- Решение № 16.3.1-36/329 от 31.03.2016г., выданное ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства г. Петропавловска» (о реконструкции существующих объектов);
- Изменение № 1 в задание на проектирование ТЗ-25.240.01-УСМН-806-14 от 2016г.;
- Выписка из протокола № 14 заседания тех. совета АО «Транснефть-Урал» от 24.03.2016г.;
- Договор об аренде земельного участка № 158 от 31.05.2007г.;
- АКТ на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды) кадастровый номер: 15-234-027-817, срок – 10 лет, площадь земельного участка – 3,5876 га;
- Свидетельство о государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним № 03/8/801 от 27.08.2003г.;
- Заявление о проведении государственной вневедомственной экспертизы № ТУР-52-08-06/46 от 01.02.2017г.;
- Заявление об экологических последствиях;
- Утвержденное решение заседания № АК-08-0408/656-КТ от 13.01.2016г. о направлении объемов освоения и финансирования затрат по Программе капитального ремонта на период 2014-2020г.;
- Письмо № ТУР-21-04-19/19891 от 18.03.2016г. о согласовании изменения в ТЗ;
- Резолюция по документу № ТУР-21-04-19/19891 от 18.03.2016г. (о составления изменения в ТЗ) резолюция № ТУР/75824-Пч/2016 от 19.03.2016г.;
- АКТ предпроектного обследования по объекту: «Автоматизированная система управления технологическим процессом МНПП ЛПДС «Петропавловск» Восточное ПО. Реконструкция»;

- Письмо о начале строительства № ТУР-52-08-06/43 от 01.02.2017г.;
- Технический отчет по инженерным изысканиям ТУР-21-35-15-2760-01-ИЗ, выданное ТОО «Центральноазиатский Научно-Исследовательский и Проектный Институт «Транс Нефть»;
- Охрана окружающей среды ТУР-21-35-15-2760-01-ООС от 2016г., выданное ТОО «Центральноазиатский Научно-Исследовательский и Проектный Институт «Транс Нефть» (Гослицензия № 15020728 от 25 ноября 2015 года);
- Протокол о проведении общественных слушаний в форме опроса по разделу ООС к РП;

Технические условия:

- ТУ на электроснабжение, молниезащиту и заземление насосов откачки утечек №41-11-37/248 от 02.03.2016г.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

- Охрана окружающей среды ТУР-21-35-15-2760-01-ООС от 2016г. выданное ТОО «Центральноазиатский Научно-Исследовательский и Проектный Институт «Транс Нефть» (Гослицензия № 15020728 от 25 ноября 2015 года);

В соответствии с СП «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (Приказ Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 г. №237) данный объект строительства не классифицируется, площадка СМР является временным объектом, размер санитарно-защитной зоны для него не устанавливается, т.к. период описываемых в разделе СМР носит временный характер, и выбросы загрязняющих веществ ограничиваются кратковременным воздействием.

Участок проведения СМР будет находиться на территории ЛПДС «Петропавловск», для которой определена санитарно-защитная зона (Заключение №07-16-396-77 от 06.06.2011 г., Заключение KZ 47 VDC00028034 от 17.10.2014г. которая составляет: С – 167,2 м, СВ – 486,4 м, В-197,6 м, ЮВ – 152 м, Ю – 150 м, ЮЗ – 150 м, З – 152 м, СЗ – 150 м, что соответствует объектам III класса опасности по санитарной классификации.

Жилье, пахотные земли и пастбища на территорию проведения СМР не попадают.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

- Задание на проектирование ТЗ-35.240.01-УСМН-806-14;
- Изменение № 1 в задание на проектирование ТЗ-25.240.01-УСМН-806-14 от 2016г.;
- раздел 1. «Пояснительная записка» ТУР-21-35-15-2760-01-ПЗ;
- Генеральный план ТУР-21-35-15-2760-01-ГП;
- Архитектурно-строительные решенияТУР-21-35-15-2760-01-АС;
- Система электроснабжения ТУР-21-35-15-2760-01-ЭС;
- Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха ТУР-21-35-15-2760-01-ОВиК;
- Технологические решения ЕП - ТУР-21-35-15-2760-01-029.1,2-ТХ;
- Технологическая решения УРД - ТУР-21-35-15-2760-01-008-ТХ;
- Территория НПС. Автоматизация. ТУР-21-35-15-2760-01-А.1;
- МНС. Автоматизация. ТУР-21-35-15-2760-01-А.2;
- Кабельные сети. Автоматизация. ТУР-21-35-15-2760-01-А.3;
- Техническое задание на доработку СДКУ - ТУР-21-35-15-2760-01-А.ТЗ.1;
- Техническое задание на доработку СДКУ - ТУР-21-35-15-2760-01-А.ТЗ.2;
- Автоматика противопожарной защиты. ТУР-21-35-15-2760-01-АПТ;
- Задание на поставку системы автоматизвции пожаротушения. ТУР-21-35-15-2760-01-АПТ.ЗП;

- Сети связи. ТУР-21-35-15-2760-01-СС;
- раздел 5. Расчет стоимости ПИР;
- раздел 6. «Проект организации строительства» ТУР-21-35-15-2760-01-ПОС;
- подраздел 1. «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием» ТУР-21-35-15-2760-01-ОУТ;
- раздел 7. «Охрана окружающей среды» ТУР-21-35-15-2760-01-ООС от 2016г., выданное ТОО «Центральноазиатский Научно-Исследовательский и Проектный Институт «Транс Нефть» (Гослицензия № 15020728 от 25 ноября 2015 года);
- раздел 8. «Мероприятия ро обеспечению пожарной безопасности» ТУР-21-35-15-2760-01-ПБ;

5.4 Цель и назначение объекта строительства.

Расширение и доработка ПО СДКУ предусмотрено для обеспечения дистанционного контроля и управления технологическим оборудованием на ЛПДС «Петропавловск» из ТДП «Уфа» и направлено для достижения основных целей:

- приведение перечня информации, передаваемой между оборудованием МПСА ЛПДС «Петропавловск» и СДКУ, в соответствие требованиям РД-35.240.50-КТН-109-13;
- обеспечение возможности автономного поддержания заданного режима работы и его изменения по командам оператора из ТДП «Уфа»;
- централизованный контроль режима работы и управление технологическим оборудованием насосной станции;
- централизованный сбор информации о техническом состоянии оборудования и о возникновении аварийных ситуаций, передача ее диспетчеру ТДП «Уфа».

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕРЕШЕНИЯ.

6.1 Краткая характеристика района строительства

Земельный участок, на котором находится ЛПДС «Петропавловск» находится в собственности АО «Транснефть-Урал».

В административном отношении участок работ находится в Республики Казахстан, Северо-Казахстанской области, г. Петропавловск.

Природно - климатические условия района строительства.

Абсолютно минимальная температура воздуха	-44^{0}С
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца	-9,1^{0}С
Средняя минимальная температура воздуха января, наиболее холодного месяца	-30,2^{0}С
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца	81%
Количество осадков за ноябрь-март	74мм
Преобладающие направление ветра за декабрь-февраль	ЮЗ
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь	6,4м/с
Барометрическое давление	1000гПа
Абсолютная максимальная температура воздуха	40^{0}С
Средняя максимальная температура воздуха июля, наиболее теплового месяца	24,9^{0}С
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	11,9^{0}С
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца	68%

Количество осадков за апрель-октябрь	277мм
Преобладающее направление ветра за июнь-август	СЗ
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль	4,6м/с
Средняя годовая температура воздуха	0,9^{0}С
Продолжительность периода со среднесуточной температурой ниже 0^{0}С	172дня
Суточный максимум осадков	64мм
Температура воздуха наиболее холодных суток:	
при обеспеченности 0,98	-40^{0}С
при обеспеченности 0,92	-38^{0}С
Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки:	
при обеспеченности 0,98	-39^{0}С
при обеспеченности 0,92	-36^{0}С
Глубина промерзания нормативная:	
для глинистых грунтов	1,90м
Район по весу снегового покрова СНиП 2.01.07-85*	II
Район по средней скорости ветра за зимний период СНиП 2.01.07-85*	5
Район территории по давлению ветра СНиП 2.01.07-85*	II
Район территории по толщине стенки гололеда СНиП 2.01.07-85*	II

Инженерно-геологические условия площадки строительства

По совокупности факторов, определяющих сложность инженерно-геологических условий (СНИП РК 1.02-18-2004), трасса изысканий относится к I категории сложности, не требующей специальных инженерных мероприятий, удорожающих стоимость работ.

Инженерно-геологические условия площадки простые.

Район изысканий расположен на южной окраине Западно-Сибирской низменности и является составной частью Ишимской плоской, местами гривистой равнины.

В геоморфологическом отношении район работ относится к плоской аллювиально-озерной равнине N_{1-2}.

Поверхность площадки ровная, рельеф спокойный, отметки площадки в пределах 137.60 - 137.85 м.

В геолого-литологическом строении площадки принимают участие аллювиальные отложения современного четвертичного возраста alQ4, представленные глинами, и неогеновые отложения миоцен N1, представленные глинами. Повсеместно на площадке снят почвенно-растительный слой.

1-ый ИГЭ. С поверхности до глубины 3.70 м - 4.60 м от поверхности вскрыта глина аллювиальная современного четвертичного возраста, коричневато-серого цвета, интенсивно ожелезненная, с редкими включениями небольших известковистых стяжений и кремнисто- известковистых конкреций диаметром до 1 см, слоистая, плотная, естественной влажности; по всей толще с обильными проливами нефтепродуктов. Мощность слоя глины четвертичного возраста 3.70 м - 4.60 м. Переход от глин аллювиальных современного четвертичного возраста к глинам неогенового возраста нечеткий.

			норматив.
Естественная влажность	W	(17 - 23) %	21 %
Пластичность на границе текучести	Wт	(34 .46) %	38%
Пластичность на границе раскатывания	Wp	(17-23)%	19%
Число пластичности	W_{II}	(17-23)%	19%
Удельный вес		(19.67 - 20.33) кН/м^3	20.03 кН/м^3
Удельный вес скелета грунта	5	(16.11-17.06) кН/м^3	16.59 кН/м^3

Удельный вес частиц грунта	А	27.2 кН/м³.	27.2 кН/м³
Пористость	П	(37-41)%.	39%
Коэффициент пористости	е	0.59 - 0.69	0.64
Степень влажности	G	0.82 - 0.95	0.88
Показатель консистенции	В	0-0.24	0.11

Глины аллювиальные современного четвертичного возраста полутвердой консистенции (JL = 0-0.24), средней сжимаемости (а = 0.11 - 0.42 МПа'¹), непросадочные и ненабухающие при замачивании водой.

Рекомендуемые значения нормативных характеристик:

Сн = 0.024 МПа; φн = 19°; ун = 20.03 кН/м³; Е = 6.5 МПа; Ro = 440 КПа

Рекомендуемые значения характеристик для расчета по деформациям:

C_{II}= 0.020 МПа; φ_{II} = 18°; y_{II}= 19.97 кН/м³

2-ой ИГЭ. С глубины 3.70 - 4.60 м до забоя вскрыта глина неогенового возраста - миоцен, до глубины 18.50 - 19.00 м коричневато-серого цвета с чередованием светлых и темных тонов, по всей толще ожелезненная, с вкраплениями марганца, с включениями кремнисто-известковистых конкреций диаметром до 1-3 см, местами с глубины 10.00 м в виде скоплений содержанием до 30 - 40 %, на глубине 17.00 - 18.00 м содержанием до 60 - 70%, плотная, естественной влажности, в интервале глубины 8.00 - 9.00 ми 11.00 - 12.00 м глина в слегка увлажненном состоянии; с глубины 18.50 - 19.00 м глина светло-серого цвета, интенсивно ожелезненная, с большим содержанием кремнисто-известковистых конкреций и стяжений, очень плотная, естественной влажности, Мощность слоя глин до забоя 15.40- 16.30 м при глубине скважин 20.00 м.

Естественная влажность	W	(16-41)%	норматив. 31 %
Пластичность на границе текучести	Wт	(52- 92)%	75%
Пластичность на границе раскатывания	Wp	(25-46)%	37 %
Число пластичности	Wn	(27-46)%	38 %
Удельный вес	У	(16.58-21.07) кН/м³	18.49 кН/м:
Удельный вес скелета грунта		(12.20 - 17.96) кН/м³	14.19 кН/м:
Удельный вес частиц грунта	д	27.4 кН/м³.	27.4 кН/м³
Пористость	п	(35-55)%.	48 %
Коэффициент пористости	е	0.53 - 1.25	0.95
Степень влажности	G	0.67 - 0.98	0.89
Показатель консистенции	В	<0-0.11	<0

Глины неогеновые - миоцен от твердой до полутвердой консистенции (JL <0 - 0.11), от средней сжимаемости до сильной сжимаемости (а = 0.08 - 0.57 МПа'¹), согласно графику определения просадочности и набухания грунтов по величине верхнего предела пластичности, коэффициента пористости и по степени влажности грунта глины относятся к зоне слабого набухания few = 0.04-0.08).

Рекомендуемые значения нормативных характеристик:

Сн = 0.031 МПа; фн = 16°; ?н = 18.49 кН/м3; Е = 9.1 МПа, Ro= 275 КПа

Рекомендуемые значения характеристик для расчета по деформациям:

Сп = 0.026 МПа; срп = 15°; уп = 18.31 кНУм3;

Вскрытые отложения неогенового возраста миоцен (N1), представленные глинами, являются слабонабухающими и относятся к специфическим грунтам. Явления другого характера, относящие вскрытые грунты к специфичным, не выявлены.

По характеру степени увлажнения площадка изысканий относится к 2-ому типу местности с необеспеченным поверхностным стоком.

Вскрытые на площадке во время изысканий грунтовые воды приурочены к глинам четвертичного возраста и к скоплениям кремнисто-известковистых конкреций в глинах неогенового возраста.

Появление грунтовой воды отмечено в скважинах интервале глубин 7.00 - 10.00 м от поверхности земли. Установившийся уровень в скважинах отмечен на глубине 1.34 - 1.60 м от поверхности земли, т.е. в среднем на отметке 136.3 м.

В течение года уровень грунтовых вод подвержен периодическим колебаниям.

Основным источником питания подземных вод является инфильтрация атмосферных осадков и талых вод через нарушенный грунт, по/щитка из ниже лежащих слоев, а также утечка из действующих коммуникаций (уровень верховодки в таких случаях устанавливается близко от дневной поверхности, в связи, с чем может происходить подтопление фундаментов и подвальных помещений).

На площадке во время проведения земляных работ в период снеготаяния и ливневых дождей возможно повышение уровня грунтовых вод до глубины 0.60 м от поверхности земли, т.е. до отметки 137.00 - 137.06 м.

Во избежание застоя поверхностных вод и проникновения их через нарушенный во время строительства грунт и, как следствие, во избежание ухудшения характеристик ниже лежащих грунтов, развития явлений набухания и увеличения степени морозной пучинистости необходимо предусмотреть отвод поверхностных вод.

Коэффициент фильтрации (по Н.Н. Биндеману): для четвертичных отложений 0.05 м/сутки, для неогеновых глин 0.001 м/сутки, для насыпного грунта 1 м/сутки.

Встреченные грунтовые воды по составу гидрокарбонатно - хлоридно - натриево - магниевые. Степень агрессивного воздействия жидкой среды на арматуру железобетонных конструкций при постоянном погружении неагрессивная, а при периодическом смачивании слабоагрессивная. Жидкая среда по отношению к бетонам марки W4 на портландцементах по содержанию ионов SO_4 и HCO_3 неагрессивная.
Во время строительных работ агрессивность грунтовых вод может измениться в большую сторону.

Грунты оснований обладают высокой коррозионной активностью по отношению к стальным конструкциям, свинцовой и алюминиевой оболочкам кабеля. Металлическим конструкциям требуется защитное покрытие и катодная поляризация.

Почвенные грунты в окрестностях площадки представлены черноземами обыкновенными. Глинистые грунты бескарбонатные, незасоленные. Сопутствующее засоление сульфатно-карбонатно-кальциевое со слабой степенью засоления 0.25-0.5%.

Степень пучинистости грунтов определяется по таблице 3, монографии НИИ оснований Госстроя СССР или по таблице 3.39 (1 прил. 6) Руководства по проектированию оснований зданий и сооружений, или СТ РК 25100-2002 «Грунты. Классификация», согласно которым на площадке изысканий по степени морозной пучинистости четвертичные глины сильнопучинистые (Efn > 0.07) и при показателе консистенции (JL = 0 - 0.24) относятся к I группе; неогеновые глины условно непучинистые (Efn < 0.01) и при показателе консистенции (JL <0 - 0.11) относятся к IV группе.

11. На пучинистых и склонных к пучинистости грунтах не следует приступать к вскрытию траншей и котлованов до тех пор, пока на строительную площадку не будут заготовлены и завезены все необходимые материалы и оборудование.

При производстве работ нулевого цикла избегать избыточного водонасыщения грунтов основания, предохранять их от промерзания в период строительства, своевременно оканчивать земляные работы по засыпке пазух и планировке площадки вокруг строящегося объекта. Обратную засыпку пазух производить с послойным трамбованием.

Не допускать застаивания воды в траншеях, потому что при водонасыщении глинистого грунта происходит его набухание и потеря природных связей; в этом случае необходимо заменить сильно водонасыщеный грунт непучинистым грунтом или уплотнить грунт путем втрамбовки в него не менее 1/3 щебня или гравия. Земляные работы производить с минимальным объемом нарушения грунтов природного сложения.

Не допускать водонасыщения грунтов в зоне сезонного промерзания грунтов и ниже этой зоны на 2 - 3 м. Не допускать застой поверхностных вод на участках, близких к основанию фундаментов. В случае перезимовывания уложенных фундаментов предохранять грунты и фундаменты от промерзания (засыпка грунтом, покрытие теплоизоляционными материалами).

При эксплуатации сооружений, возводимых на пучинистых и склонных к пучинистости грунтах, в целях обеспечения устойчивости фундаментов и эксплуатационной пригодности сооружений необходимо выполнять мероприятия, направленные против повышения степени пучинистости грунтов и проявления деформаций в сооружении от морозного выпучивания фундаментов. Эти мероприятия сводятся в основном к выполнению следующих требований:

а) не допускать повышения влажности грунтов в основании фундаментов и в зоне сезонного промерзания ближе 5 м в сторону фундаментов;

б) не создавать благоприятных условий для более глубокого промерзания грунтов около фундаментов по отношению к расчетной глубине промерзания грунтов, принятой при проектировании;

в) не разрешается производить срезку грунта вокруг фундаментов при перепланировке застраиваемой площадки;

г) не снижать проектную нагрузку на фундамент.

Нормативная глубина промерзания для глинистых грунтов 190 см согласно климатологическим значениям СНИП РК 2.04.01-2002.

6.2. Проектные решения

6.2.1. Генеральный план

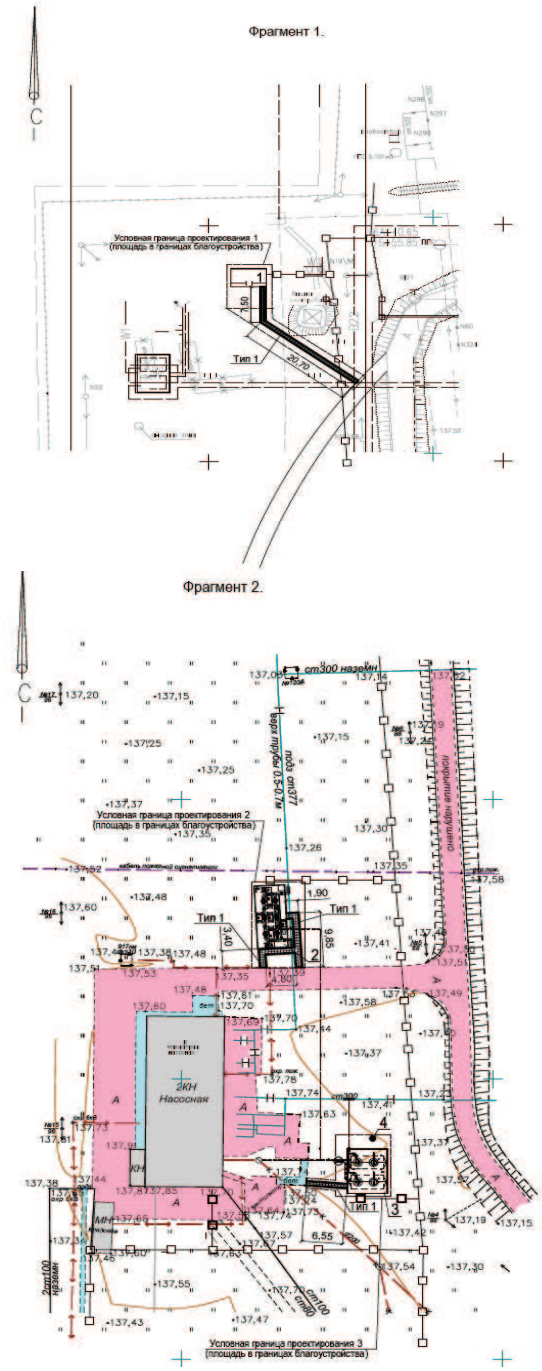
Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации и обеспечивают безопасную для жизни людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

Система высот – Балтийская.

Система координат – условная.

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

Рис.1 ситуационная схема



Технико-экономические показатели по генплану:

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	примечание
1	Площадь в границах благоустройства	м^2	156,64	
	Площадь застройки	м^2	24,00	
	Площадь покрытия дорожек	м^2	28,20	
	Процент застройки	%	33,3	
2	Площадь в границах благоустройства	м^2	130,30	

	Площадь застройки	$м^2$	59,80	
	Площадь покрытия дорожек	$м^2$	18,95	
	Процент застройки	%	60,4	
3	Площадь в границах благоустройства	$м^2$	106,35	
	Площадь застройки	$м^2$	54,94	
	Площадь покрытия дорожек	$м^2$	6,55	
	Процент застройки	%	57,8	

Сведения о функциональном назначении объекта.

Проектом предусматривается автоматизировать систему управления технологическим процессом на МНПС ЛПДС «Петропавловск».

ЛПДС «Петропавловск» является промежуточной станцией МНПП "Уфа-Омск" и МНПП "Уфа-Петропавловск" с резервуарным парком.

Эксплуатация существующего технологического оборудования и технологических трубопроводов осуществляется эксплуатационным персоналом ЛПДС «Петропавловск», штатная численность которой соответствует нормативной численности, утвержденной АО «Транснефть-Урал».

Для выполнения автоматизации существующего технологического оборудования нефтепродуктоперекачивающей станции ЛПДС «Петропавловск», в соответствии с требованиями действующих НТД, проектом предусматривается замена существующей устаревшей системы автоматизации ЛПДС с элементами релейной автоматики на автоматизированную систему управления АСУ ТП МНПС+ПНС на базе микропроцессорной техники в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13 «Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения», ТПР-35.240.50-КТН-043-15 «Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Типовые проектные и технические решения». Все поставляемое оборудование и оборудование для обслуживания проектируемых систем автоматизации ЛПДС должно быть обеспечено комплектами ЗИП в соответствии с требованиями РД-35-240.50-КТН-109-13.

Технико-экономические показатели объекта автоматизации.

Проектируемый объект – «Автоматизированная система управления технологическим процессом МНПС ЛПДС «Петропавловск» Восточного ПО Реконструкция».

ЛПДС «Петропавловск» предназначена для перекачки нефтепродуктов по магистральному продуктопроводу. Режим работы – непрерывный.

Объектами автоматизации являются:

- магистральные насосные агрегаты № 1, 2 (МНПП «Уфа-Омск», «Уфа-Петропавловск»);
- подпорные насосные агрегаты № 1, 2 (МНПП «Уфа-Омск», «Уфа-Петропавловск»);
- системы откачки утечек;
- системы ФТО;
- системы электроснабжения (ЗРУ);
- КПП СОД;
- системы регулирования давления;
- системы маслоснабжения;
- системы приточно-вытяжной вентиляции насосного зала.

6.2.2 Проектные решения

Проектом предусматривается демонтаж отключаемых технологических трубопроводов и оборудования в составе:

- демонтаж емкости подземной дренажной ЕП-40 с насосным агрегатом откачки;
- демонтаж запорной арматуры DN 100 PN 1,6 Мпа (2шт);
- демонтаж затворов обратных DN 100 PN 1,6 Мпа (2шт);
- демонтаж трубопроводов и соединительных деталей DN 100 в количестве 30м.

Проектом предусматривается возможность размещения щитов новой АСУ ТП и подвод к ним кабелей без нарушения работы старой РСА.

При замене старой системы контроля давления на новую предусмотрено организация новых приборов давления.

Место прокладки коробов, крепления клеммных коробок и вторичных приборов новой АСУ и ТП обеспечивают возможность их размещения без демонтажа компонентов существующий (старой) РСА. Демонтаж компонентов старой РСА должен проводиться после ввода эксплуатации новой.

Фланцевые соединения вновь устанавливаемых датчиков уровня их исполнения позволяют замену старых датчиков на новые без проведения огневых работ на емкостях, предназначенных для хранения нефти. При невозможности выполнения данного условия следует предусмотреть выполнение робот по монтажу новых фланцевых соединений в период плановых установок, предшествующих проведению СМР.

Монтаж систем автоматизаций должен производить в соответствии рабочей документации с учетом требований предприятия – изготовителей приборов, средств автоматизаций, агрегатных и вычислительных комплексов.

Все изменения, возникающих в период производства СМР, производиться только после согласования с проектной организацией.

Работы по монтажу следует выполнять индустриальным методом с использованием средств малой механизаций, механизированного и электрифицированного инструмента и приспособлений.

Работы по монтажу систем автоматизации должны осуществляться в три этапа.

<u>На 1 этапе следует выполнять:</u>

- заготовку монтажных конструкций, узлов и блоков, элементов электропроводок и их укрупнительную сборку вне зоны монтажа;
- проверку наличия закладных конструкций, проемов, отверстий в строительных конструкциях и элементов зданий, закладных конструкций и отборных устройств на технологическом оборудовании и трубопроводах, наличия заземляющей сети;
- разметку трасс и установку опорных и несущих конструкций для энергетических и трубных проводок, исполнительных механизмов приборов.

<u>На 2 этапе необходимо выполнить:</u>

- прокладку трубных и электрических проводок по установленным конструкциям; установку щитов, приборов и средств автоматизаций, подключение к ним трубных и электрических проводок;
- установку шкафов УСО МНС +ПНС, КЦ МНС +ПНС в операторной (МДП) на закладные конструкций параллельно существующим шкафам;
- подключение кабелей к шкафам АСУ ТП.

<u>На 3 этапе:</u>

- остановку ЛПДС;
- переподключение существующих кабелей с полевого оборудования, ЩСУ, ЗРУ на новый кабель, подключенные к проектируемой АСУ ТП;
- проведение ПНР;

- индивидуальные (автономные) испытания;
- демонтаж компонентов существующей РСА после ввода в эксплуатацию проектируемой АСУ ТП.

Смонтированные приборы и средства автоматизации электрической ветви Государственной системы приборов (ГСП), щиты, конструкции, электрические и трубные проводки, подлежащие заземлению согласно рабочей документации, должны быть соединены к контуру заземления. При наличии требований предприятий – изготовителей средства агрегатных и вычислительных комплексов должны быть присоединены к контуру специального заземления.

6.2.3 Технологическая часть

Минимальное давление на приеме МНС по МНПП «Уфа-Петропавловск» при работе в западном направлении 2,9кгс/см^2.

Максимальное давление на выкиде МНС по МНПП «Уфа-Петропавловск» 38кгс/см^2.

Проектное давление коллектора МНА 64кгс/см^2.

Номинальный диаметр трубопровода по МНПП 2Уфа-Петропавловск» на входе и выходе узла КПП СОД 530х9мм.

Пропускная способность МНПП «Уфа-Петропавловск» на участке «Петропавловск-Хохлы» - до 570м^3/ч.

Проектное рабочее давление технологических трубопроводов ЛПДС «Петропавловск»:

- коллектора МНА – 6,3 МПа (64кгс/см^2);
- напорный нефтепродуктопровод -3,7 МПа (38кгс/см^2);
- нефтепродуктопроводы откачки утечек – 1,57 МПа (16кгс/см^2);
- нефтепродуктопроводы дренажной системы – 1,57 МПа (16кгс/см^2).

Мероприятия по реконструкции ЛПДС «Петропавловск» предусматривают следующие основные технические решения:

- строительство узла регулирования давления;
- строительство емкостей сбора утечек и дренажа ЕП-25)2шт) с существующих магистральной насосной станции, подпорной насосной станции, фильтров-грязеуловителей, узла предохранительных клапанов и проектируемого узла регулирования давления, полупогружными насосами для обеспечения возможности откачки в приемный трубопровод подпорной насосной станции.

В условиях действующего производства:

- строительство узла регулирования давления;
- строительство емкостей сбора утечек и дренажа ЕП-25 (2шт) с существующих магистральной насосной станции, подпорной насосной станции, фильтров-грязеуловителей, узла предохранительных клапанов и проектируемого узла регулирования давления, полупогружными насосами для обеспечения возможности откачки в приемный трубопровод подпорной насосной станции.

В период остановки магистральных:

- подключение вновь построенных узлов технологических трубопроводов узла регулирования давления;
- подключение вновь построенных узлов технологических трубопроводов емкостей сбора утечек и дренажа ЕП-25 (2шт).

В условиях действующего производства:

- демонтаж отключенных технологических трубопроводов и технологического оборудования (емкость для сбора утечек и дренажа, насоса).

Технологическая схема узла регулирования давления и емкостей для сбора утечек и дренажа разработана на основании задания на проектирование и позволяет выполнять следующие операции:

1. Автоматическое регулирование давления, не выше заданного на выходе ЛПДС «Петропавловск» с помощью узла регулирования давления;

2. Дренаж нефтепродукта с существующих магистральной насосной станции, подпорной насосной станции, фильтров-грязеуловителей, узла предохранительных клапанов и проектируемого узла регулирования давления в проектируемые подземные емкости ЕП-25 (029.1, 029.2);

3. Откачку нефтепродукта из емкостей ЕП-25 (029.1, 029.2) в приемный трубопровод подпорной насосной станции проектируемыми полупогружными насосами производительностью Q=25мз/ч, Н=120м.

Проектом предусмотрено обустройство площадками обслуживания оборудования, арматуры, зона обслуживания которых выше 1,4м от уровня площадки или земли.

Перечень и характеристика проектируемых трубопроводов:

Диаметр, мм	Характеристика трубы	Рраб. МПа	Соотношение предела текучести к временному сопротивлению	Ударная вязкость основного метала труб на образцах с острым надрезом Дж/см^3	Ударная вязкость сварного соединения труб на образцах с острым надрезом Дж/см^3		Класс прочности
					Центр шва	Зона термического влияния	
377	Труба электросварная прямошовная по ОТТ-23.040.00-КТН-050-11	6,4	Не более 0,90	34	29	-	К52
325	Труба электросварная прямошовная по ОТТ-23.040.00-КТН-050-11	1,6	Не более 0,90	34	29	-	К52
108	Бесшовная горячедеформированная по ГОСТ 8732-78	6,4	Не более 0,90	-	-	-	К52
108	Бесшовная горячедеформированная по ГОСТ 8732-78	1,6	Не более 0,90	-	-	-	К52
57	Бесшовная горячедеформированная по ГОСТ 8732-78	1,6	Не более 0,90	-	-	-	К52
32	Бесшовная холоднодеформированная по ГОСТ 8734-75	6,4	Не более 0,90	-	-	-	К48

Установленная и расчетная мощности проектируемых электропотребителей ЛПДС «Петропавловск» напряжением 10кВ составляет:

- Руст.=29600,00кВт;
- Ррасч.=17176,96кВт.

Установленная и расчетная мощности проектируемых электропотребителей ЛПДС «Петропавловск» напряжением 380/220В составляет:

- Руст.=633,30В;
- Ррасч.=221,19В.

Годовой расход электроэнергии проектируемых электропотребителей ЛПДС «Петропавловск» составляет 139798,82тыс.кВт·ч.

6.2.4 Архитектурно-строительные и конструктивные решения.

Конструкции запроектированы в соответствии с требованиями:

- ГОСТ 21.408-2013 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов:
- свод правил СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования;
- РД-35-240.50-КТН-194-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к монтажу оборудования автоматики и телемеханики;
- ТИ4.25088.17000 Монтаж систем автоматизации. Производства работ. Монтаж зануления и защитного заземления. Технологическая инструкция;
- РД-91.01 0.30-КТН-086-12 Порядок разработки раздела «Проект организации строительства» (в составе проектной и рабочей документации) для строительства и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов организаций системы «Транснефть»;
- ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности.
- ОР-06.02-72.60.00-КТН-081-1-05 «Положение о порядке организации и производства работ по реконструкции и вводу в эксплуатацию систем автоматики ЛПДС, (ЛПДС, нефтебаз) и РП ОАО «АК «Транснефть».
- Регламент 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».
- СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия»;
- СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации»;
- СНиП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии»;
- СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»;

Работы по монтажу систем автоматизации должны производиться в соответствии с утвержденной проектно-сметной документацией, проектом производства работ (ППР), а также с технической документацией предприятий-изготовителей, проектом производства работ (ППР) по подключению проектируемого оборудования к существующему оборудованию.

6.2.5 Конструктивные решения

Уровень ответственности - технический несложный объект II (нормального).

На площадке строительства расположены следующее здание:

- блок-бокс КПП-СОД.

Основное назначение наружных ограждающих конструкций блок-бокса– сохранение заданных теплофизических параметров помещений, согласно СНиП 23-02-2003.

Для блок-боксов выполнение требования теплозащиты должно обеспечиваться заводом-изготовителем.

Блок-бокс КПП-СОД

Блок-бокс КПП-СОД – изделие полностью заводского изготовления.

Блок-бокс устанавливается на фундамент из дорожных плит по по серии 3.503.1-91. вып. 1, 2.

Под дорожные плиты выполняется подготовка из щебня толщиной 300 мм.

Для предотвращения смешевания щебня с грунтом основания щебеночная подготовка укладывается на геотекстиль «Геоманит». Полотна геотекстиля укладываются с нахлестом 10-12 см, полотна между собой склеиваются или сшиваются.

Кабельная эстакада

Эстакада предназначена для прокладки инженерных сетей ЭС и АТ.

Эстакада выполняется в металлоконструкциях и решается в балочном исполнении на отдельно стоящих стойках. Стойки принимаются из труб по ГОСТ 10704-91, балки – из швеллеров по ГОСТ 8240-97.

Стойка кабельной эстакады устанавливаются в сверленный котлован диаметром 400 мм с последующей заливкой бетоном класса В12,5 W4 F 100 ниже глубины промерзания.

Стойки кабельной эстакады на переходах через дорогу устанавливаются на монолитные железобетонные фундаменты и крепятся к ним фундаментными болтами.

Над кабельными линиями для их защиты запроектирован навес из профнастила по ТУ 1122-079-02494680-01. Профнастил крепится к металлоконструкциям самонарезающими винтами. Каркас навеса выполняется из равнобокого уголка по ГОСТ8509-93.

Опорная плита дренажных емкостей

Заглубленные емкости ЕПП-25 опираются на монолитную железобетонную плиту толщиной 400 мм., из бетона кл.В20 W4 F100 размером 6,0 х 6,5 м. Плита рассчитана на нагрузку от емкостей и на всплытия с учетом максимального прогнозируемого уровня вод. После монтажа и закрепления емкостей производится обратная засыпка песчано-гравийной смесью послойно с увлажнением и уплотнением.

Узел регулирования давления

Для обслуживания арматуры узла регулирования давления выполнены металлические площадки по серии 1.450.3-7.94. Для сбора возможных проливов выполнено бетонное покрытие на отм. 0,000 с уклоном в сторону приямка.

6.2.6 Основные технические решения

Система автоматизации ЛПДС.

Для выполнения автоматизации существующего технологического оборудования нефтепродуктоперекачивающей станции ЛПДС «Петропавловск», в соответствии с требованиями действующих НТД, проектом предусматривается замена существующей устаревшей системы автоматизации ЛПДС с элементами репейной автоматики на автоматизированную систему управления АСУ ТП МНС+ПНС на базе микропроцессорной техники в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13 «Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения», ТПР-35.24.50-КТН-043-15 «Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Типовые проектные и технические решения.

Проектируемая микропроцессорная система автоматизации (МПСА) МНС+ПНС является микропроцессорной и функционируют как автономно, в технологической локальной сети ЛПДС, так и в составе многоуровневой автоматизированной системы управления транспортировкой нефтепродукта. МПСА функционирует как распределенная система с возможностью расширения выполняемых функций без изменения структуры программного обеспечения.

Проектируемая МПСА имеет трехуровневую структуру:

- нижний уровень (датчики измерения и сигнализации технологических параметров, исполнительные механизмы, средства световой и звуковой сигнализации, щиты шкафные приборные и шкафы приборные);

- средний уровень (шкафы центрального процессора (МНС+ПНС. Шкаф КЦ) с основным и резервным центральным процессором, шкафы УСО с корзинами модулей ввода-вывода технологических параметров МНС, магистральных и подпорных насосных агрегатов, системы электроснабжения, КПП СОД, фильтров тонкой очистки, системы автоматического регулирования давления, системы вентиляции, системы маслоснабжения (Шкаф МНС+ПНС.САР, МНС+ПНС.УСО.1(1) с БРУ, МНС+ПНС.УСО.1(2), МНС+ПНС.УСО.1(3), МНС+ПНС.УСО.1(4), МНС+ПНС.УСО.3, МНС+ПНС.УСО.4).

- верхний уровень (АРМ оператора МНС+ПНС (основной, резервный), АРМ ККС с клиентом КНП и ЛЧ).

Для связи с системной телемеханики предусмотрен через резервированный высоконадежный сервер, установленный в шкафу серверном. Шкаф серверный состоит из коммутаторов L3 ТСПД МДП (основной, резервный), маршрутизаторов с МСЭ (основной, резервный).

Для выполнения контроля технологических параметров, автоматических защит и централизованного управления технологическим оборудованием:

- установка на закладных конструкциях проектируемых шкафов МПСА в существующем помещении операторной ЛПДС;

- демонтаж существующей релейной системы автоматизации ЛПДС выполняется поэтапно:

1) в помещении операторной ЛПДС на закладных конструкциях параллельно существующим релейным шкафам устанавливаются проектируемые шкафы МПСА:

2) демонтируются релейные шкафы (после ввода в эксплуатацию новой МПСА);

- демонтаж в объеме:

1) щитов автоматики с утилизацией;

2) датчиков КИПиА, щитов и шкафов приборных с утилизацией;

- демонтаж материалов:

1) кабельной продукции от датчиков КИПиА, от пусковой аппаратуры электрифицированных задвижек, межпанельных связей существующей системы автоматизации с утилизацией;

2) импульсных трубопроводов, монтажных изделий, защитных труб с утилизацией;

- задания ТУР-21-35-15-2760-01-А.ЗП на поставку системы автоматизации ЛПДС «Петропавловск» в составе: шкафы центрального процессора (МНС+ПНС.Шкаф КЦ) с основным и резервируемым центральным контроллером, шкафы УСО: Шкаф МНС+ПНС.САР, МНС+ПНС.УСО.1(1) с БРУ, МНС+ПНС.УСО.1(2), МНС+ПНС.УСО.1(3), МНС+ПНС.УСО.1(4), МНС+ПНС.УСО.3, МНС+ПНС.УСО.4, АРМ оператора МНС+ПНС, приборы КИПиА, щиты шкафные приборные, шкафы приборные, включение в сметную стоимость проекта затрат на приобретение вышеперечисленного оборудования, имитатора, программного обеспечения, проведение пусконаладочных (ПНР) и шеф-монтажных (ШМР) работ;

- техническое задания ТУР-21-35-15-2760-01-А.Т3.1 на доработку СДКУ ТДП «Уралтранснефтепродукт»;

- разработка основного комплекта рабочих чертежей.

Объектами автоматизации по нефтепродуктоперекачивающей станции ЛПДС «Петропавловск» являются:

- 2 магистральных насосных агрегата с электродвигателями № 1,2;

- 2 подпорных насосных агрегата с электродвигателями № 1, 2;

- 2 приточных установки насосного зала П1, П1р, 2 вентилятора вытяжных насосного зала В1, В1р;
- система автоматического регулирования давления;
- фильтры тонкой очистки Ф4, Ф5;
- задвижки на фильтрах тонкой очистки № 3, 9, 4, 5;
- задвижки на узле подключения станции № 61, 65, 296, 321, 333, 334;
- задвижки на входе и выходе подпорных агрегатов № 1, 2, 44, 45;
- задвижки на входе и выходе магистральных агрегатов № 41, 47, 49, 50;
- отсечные задвижки подключения МНС № 51, 208, 209;
- маслосистема в составе: 2 маслонасоса, 2 маслобака, 2 маслофильтра, АВО маслосистемы;
- емкости сбора утечек с насосами откачки на МНС № 3, емкостей сбора утечек № 1, 2, 4, 9 и емкостей сбора утечек № 5, 6, 8 на КПП СОД, не оборудованные насосами откачки;
- система энергоснабжения.

Для объектов автоматизации ЛПДС «Петропавловск» предусматривается следующий объем:

Магистральный насосный агрегат.

- дистанционное измерение температуры подшипников насоса – 2шт;
- дистанционное измерение температуры подшипников электродвигателя – 2шт;
- дистанционное измерение температуры корпуса насоса (нефти на выходе из насоса);
- дистанционное измерение уровня вибрации насоса – 5шт;
- дистанционное измерение уровня вибрации электродвигателя – 5шт;
- дистанционное измерение осевого смещения ротора насоса;
- местное и дистанционное измерение давления нефти на входе и выходе насосного агрегата;
- местное и дистанционное измерение давления масла перед подшипниками МНА;
- дистанционное измерение силы тока электродвигателя;
- сигнализация аварийных утечек через торцевое уплотнение насосного агрегата;
- давление в камере торцевого уплотнения;
- управление насосным агрегатом:

а) автоматическое (включить, отключить);
б) дистанционное с АРМ оператора (основное, резервное);
в) по системе телемеханики;
г) аварийный останов кнопками по месту из насосного зала;
д) аварийный останов кнопкой с БРУ.

- управление электрифицированными задвижками на приеме и выкиде насосного агрегата № 41, 47, 49, 50.

а) автоматическое (открыть, закрыть, стоп);
б) дистанционное с АРМ оператора;
в) местное;

- сигнализация состояния насосного агрегата (включен, отключен);
- сигнализация срабатывания электрической защиты электродвигателя (кроме АЧР);
- контроль исправности цепей управления ВВ (работающего и неработающего) МНА;
- сигнализация несанкционированного изменения состояния (включения, отключения) ВВ МНА;

- сигнализация отключения насосного агрегата кнопкой «Стоп» из насосного зала;
- сигнализация отключения насосного агрегата кнопкой с БРУ;
- сигнализация недостоверности измерений вибрации;
- сигнализация недостоверности измерений температуры подшипников;
- сигнализация недостоверности измерения давления в камере торцевого уплотнения;
- сигнализация недостоверности измерения давления масла перед подшипниками;
- сигнализация невыполнения программы пуска агрегата и невыполнения команды отключения ВВ привод агрегата;
- сигнализация состояния и управление электрозадвижками № 41, 47, 49,50 на приеме и выкиде насосных агрегатов МНА № 1, 2: команда на остановку открытия, команда на остановку закрытия, команда на открытие, команда на закрытие, сигнал от МПО, сигнал от МПЗ, сигнал от КВО, сигнал от КВЗ, сработала муфта, авария привода, дистанционное управление.

Подпорный насосный агрегат.

- дистанционное измерение температуры корпуса насоса (нефти на выходе из насоса);
- дистанционное измерение уровня вибрации насоса – 5шт;
- дистанционное измерение уровня вибрации электродвигателя – 5шт;
- местное и дистанционное измерение давления нефти на входе и выходе насосного агрегата;
- управление насосным агрегатом;

а) автоматическое (включить, отключить);
б) дистанционное с АРМ оператора (основное, резервное);
в) по системе телемеханики;
г) аварийный останов кнопками по месту из насосного зала;
д) аварийный останов кнопкой с БРУ.

- управление электрифицированными задвижками на приеме и выкиде насосных агрегатов № 1, 2, 44, 45;

а) автоматическое (открыть, закрыть, стоп);
б) дистанционное с АРМ оператора;
в) местное;

- сигнализация состояния насосного агрегата (включен, отключен);
- сигнализация срабатывания электрической защиты электродвигателя;
- контроль наличия напряжения в схеме управления ПНА;
- сигнализация несанкционированного включения, отключения ПНА;
- сигнализация отключения насосного агрегата кнопкой «Стоп» из насосного зала;
- сигнализация отключения насосного агрегата кнопкой с БРУ;
- сигнализация недостоверности измерений вибрации;
- авария ПНА;
- сигнализация состояния и управление электродвижками № 1, 2, 44, 45 на выкиде насосного агрегата: команда на остановку открытия, команда на остановку закрытия, команда на открытие, команда на закрытие, сигнал от МПО, сигнал от МПЗ, сигнал от КВО, сигнал от КВЗ, сработала муфта, авария привода, дистанционное управление.

Технологические трубопроводы обвязки магистральных и подпорных насосов предусматривается:

- местное и дистанционное измерение давления на входе и выходе МНС;
- местное и дистанционное измерение давления в коллекторе МНС;

- дистанционное измерение загазованности (6 точек) в насосном зале и маслоприямке;
- сигнализация отсутствия связи с УСО;
- отключение МНС кнопкой «Стоп МНС» у входов в насосный зал;
- отключение МНС общей кнопкой с БРУ;
- отключение МНС кнопкой «Стоп МНС», «Стоп ПНС» с АРМ оператора;
- аварийное отключение ЛПДС диспетчером РДП по системе телемеханики;
- сигнализация предельного и аварийного минимального давления на приеме МНС;
- сигнализация недостоверности измерений давлений на входе и на выходе МНС;
- сигнализация затопления насосного зала (предельная максимальная и аварийная максимальная);
- сигнализация затопления маслоприямки (предельная максимальная и аварийная максимальная);
- сигнализация обрыва, короткого замыкания линий сигнализаторов аварийного затопления насосного зала, маслоприямка;
- сигнализация предельной загазованности, сохранения предельной загазованности, аварийной загазованности в насосном зале;
- сигнализация предельной загазованности, сохранения предельной загазованности, аварийной загазованности в маслоприямке;
- сигнализация недостоверности измерений датчиков загазованности;
- звуковая и световая сигнализация загазованности у входа и внутри насосного зала.

КПП СОД.

Для переключения направления перекачки по трем направлениям проектом предусматривается:

- управление электрифицированными задвижками № 61, 65, 296, 321, 333, 334:

а) автоматическое (открыть, закрыть, стоп);

б) дистанционное с АРМ оператора;

в) местное;

г) дистанционное с БРУ (остановить, закрыть);

- сигнализация состояния и управление электрозадвижками в зависимости от типа электропривода: команда на остановку, команда на закрытие, команда на открытие, сигнал от МПО, сигнал от МПЗ, сигнал от КВО, сигнал от КВЗ, сработала муфта, авария привода, дистанционное управление, сигнал от ВММО, сигнал от ВММЗ;
- сигнализация состояния: остановлена с БРУ, закрыта с БРУ.

Также предусматривается измерения на трех выходах узла подключения ЛПДС к магистральным трубопроводам:

- дистанционное измерение температуры – 3шт;
- дистанционно измерение расхода – 3шт;
- местное и дистанционное измерение давления – 3шт.

Фильтры тонкой очистки Ф4, Ф5.

Предусматривается:

- управление электрифицированными задвижками:

а) автоматическое (открыть, закрыть, стоп);

б) дистанционное с АРМ оператора;

в) местное;

- местное и дистанционное измерение перепада давления на фильтрах;
- сигнализация минимального и максимального перепада давления на фильтре-грязеуловителе;

- сигнализация состояния и управление электрозадвижками: команда на остановку, команда на закрытие, команда на открытие, сигнал от МПО, сигнал от МПЗ, сигнал от КВО, сигнал от КВЗ, сработала муфта, авария привода, дистанционное управление.

Система откачки утечек.

В составе системы откачки утечек входят следующие емкости с насосами откачки: МНС №3, емкости сбора утечек № 1, 2, 4, 9 и емкости сбора утечек № 5,6, 8 КПП на СОД.

Предусматривается:

- дистанционное измерение уровней в емкости сбора утечек и дренажа;
- сигнализация минимального, предельного максимального и аварийного максимального уровней в емкостях сбора утечек и дренажа;
- сигнализация обрыва, короткого замыкания линий сигнализаторов аварийных максимальных уровней;
- сигнализация аварийного минимального давления на выходе насосов откачки утечек (только на емкостях № 3, 5, 6, 8);
- сигнализация состояния насоса (только на емкостях № 3, 5, 6, 8);
- сигнализация наличия напряжения в цепи управления насоса откачки (только на емкостях № 3, 5, 6, 8);
- управление насосом откачки (только на емкостях № 3, 5, 6, 8):

а) автоматическое включение насоса по предельному и аварийному максимальному уровням в емкостях, отключение насосов по минимальным уровням для емкостей (только на емкостях № 3, 5, 6, 8);

б) дистанционное с АРМ оператора;

в) местное;

г) автоматическое отключение насоса при достижении минимального уровня в емкости сбора утечек.

Маслосистема.

В состав маслосистемы входит:

- маслобаки (МБ1, МБ2) – 2шт;
- масляные фильтры (ФМ1, ФМ2) – 2шт;
- маслонасосы (№ 1, 2) – 2шт.

Предусматривается:

- дистанционное измерение температуры масла к насосным агрегатам;
- сигнализация минимальной, максимальной, предельной максимальной, аварийной минимальной и максимальной температуры масла к насосным агрегатам;
- местное и дистанционное измерение давления масла после маслонасосов;
- сигнализация аварийного минимального давления на выходе маслонасосов;
- дистанционное измерение перепада давления на маслофильтрах;
- управление маслонасосами: автоматическое (включить, отключить), дистанционное с АРМ оператора, местное, АВР по аварийному минимальному давлению на выходе насоса;
- сигнализация состояния агрегатов: состояния насосов (включен), наличия напряжения в цепях управления, неисправность;
- дистанционное измерение уровня в маслобаках;
- сигнализация предельного максимального, минимального и максимального аварийного уровней в маслобаках системы;
- сигнализация обрыва, короткого замыкания линий сигнализаторов аварийных максимальных уровней в маслобаках, аккумулирующем баке.

Система вытяжной вентиляции насосного зала.

Система вытяжной вентиляции насосного зала состоит из вытяжных вентиляторов:

- вентиляторов В1, В1р (рабочий, резервный), клапанов огнезадерживающих.

Для вытяжных вентиляторов предусматривается:

- местное измерение давления на выходе вентилятора;
- сигнализация аварийного минимального давления на выходе вентилятора;
- сигнализация наличия напряжения;
- сигнализация состояния вентилятора (включен);
- управление вентиляторами:

а) автоматическое включение вытяжного вентилятора, находящего в режиме «автоматический основной» при предельной загазованности, при максимальной температуре в помещении, отключение при снижении загазованности через 15 минут и при снижении температуры;

б) автоматическое включение вытяжного вентилятора, находящего в режиме «автоматический резервный» при сохранении предельной загазованности в течении 10 минут и аварийной загазованности в помещении, при максимальной температуре в помещении, отключение при снижении загазованности через 15 минут и при снижении температуры;

в) АВР по аварийному минимальному давлению на выходе вентилятора;

г) дистанционное с АРМ оператора;

д) местное;

- сигнализация состояния огнезадерживающего клапана: открыт, закрыт;
- управление огнезадерживающего клапаном: закрыть при пожаре.

Система приточной вентиляции насосного зала.

Приточная система вентиляции насосного зала состоит из двух существующих приточных установок П1.1, П1.2 (рабочий, резервный) с системой отопления калорифера, воздушными заслонками:

- измерение температуры наружного воздуха; - измерение температуры воздуха в насосном зале МНС;
- сигнализация минимальной температуры воздуха в насосном зале МНС;
- сигнализация минимального аварийного давления на выходе вентиляторов:

а) при нормальном режиме работает 1 приточный вентилятор, находящийся в режиме «автоматический основной, второй приточный вентилятор находится в режиме автоматический резервный;»

б) при предельной и сохранение предельной загазованности в течении 10 минут, аварийной загазованности в помещении автоматическое включение (если он не включен) приточного вентилятора, находящего в режиме «автоматический основной, при снижении загазованности работает один приточный вентилятор находящийся в режиме «автоматический основной, второй приточный находится в резерве в режиме «автоматический резервный;»

в) при аварийном минимальном давлении на выходе вентилятора, находящего в режиме «автоматический основной» включается вентилятор, находящийся в режиме «автоматический резервный»;

г) дистанционное с АРМ оператора;

д) местное;

Для всех систем вентиляции предусматривается автоматическое отключение при пожаре.

Система энергоснабжения.

Электроснабжение предусматривается от существующего РА-0,4кВ «Магистральная насосная», от существующего РУ-0,4кВ «Промплощадка» и от существующего силового шкафа ЩС МДП.

Для распределения электроэнергии к потребителям и обеспечения необходимой категории надежности электроснабжения предусмотрены вновь проектируемые распределительные устройства и источники бесперебойного питания, расположенные в здании магистральной насосной, в здании МДП и во вновь проектируемом блок-боксе КПП СОД.

В объеме электрической части проекта разработаны основные решения по силовому электрооборудованию, электрическому освещению, молниезащите и заземлению.

Основные показатели:

№	Наименование показателей, единица измерения	Условное обозначение	Величина показателей Всего
1	Установленная мощность электроприемников (раб.), кВт	Ру	31,5
2	Расчетная мощность, кВт	Рр	28,15
3	Годовой расход электроэнергии тыс. кВт*час	W	225,2
4	Коэффициент мощности	cosφ	0.96

Система и устройства энергоснабжения в составе: ЗРУ–6кВ, РУ–0,4кВ.

Предусматривается:

- сигнализация наличия напряжения на 1,2 СШ ЗРУ–6кВ;
- измерение напряжения 1,2 СШ ЗРУ-6кВ,
- измерение тока на вводах 1,2 от ОРУ 35кВ;
- состояние высоковольтного выключателя вводов ОРУ 35кВ;
- сигнализация состояния вводных выключателей на вводе секционного выключателя ЗРУ – 6кВ (включен, отключен);
- реле контролера напряжения на каждой секции шин в ОРУ 35кВ, ЗРУ – 6кВ, РУ – 0,4кВ и в ЩСУ КПП СОД.

Система автоматического регулирования давления.

Система автоматического регулирования давления состоит из двух регуляторов давления и пяти задвижек. Система автоматического регулирования давления предусматривает защиту технологического оборудования от возникновения аварийных ситуаций поддержания давления нефтепродукта на выходе ЛПДС (после регуляторов) не выше допустимого.

Система САРД предусматривает:

- измерение давления до узла регулирования, давление в коллекторе МНС;
- измерение давления после узла регулирования, давление на выходе МНС;
- измерение давления на входе МНС;
- сигнализация значений максимального и минимального перепада давления;

- сигнализация положения задвижек на входе и выходе узла регулирования;
- сигнализация положения регулирующего клапана;
- управление задвижками на входе и выходе узла регулирования давления;
- задание положения регулирующего клапана.

Для САР должны быть предусмотрены следующие режимы управления:

- режим управления «с дисплейной панели» предназначен для изменения режимов управления, задания уставок и прочих настроек;
- режим управления «внешний» – предназначен для изменения режимов регулирования с АРМ оператор, задание уставок регулирования с АРМ оператора;
- «автоматический по давлению» - регулирование давления согласно ПИД – законы регулирования;
- «автоматический по положению» - автоматическое поддержание заданного положения ИМ.

Сведения об источниках теплоснабжения, параметрах теплоносителей систем отопления и вентиляции.

Источником теплоснабжения блок-бокса КПП СОД являются существующие электрические сети, теплоноситель – электроэнергия.

Таблица о тепловых нагрузках на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение на производственные нужды.

Наименование здания (сооружения) помещения	Расход тепла, Вт				примечание
	На отопление	На вентиляцию	На горячее водоснабжение	общее	
Блок-бокс КПП СОД	3000	-	-	3000	эл.энергия

Заземление.

Электрооборудование, защитные трубы и лотки для прокладки кабелей заземляются согласно ПУЭ (пункты 1.7.1-1.7.146, издание 7, пункты 7.3.132-7.3.141, издание 6) и ОР-91.120.40-КТН-020-11 «Регламент по эксплуатации комплексной системы защиты объектов организаций системы «Транснефть» от воздействия опасных факторов молнии, статического электричества искрения».

Вид защиты проектируемого оборудования КИПиА, проектируемой системы автоматизации ЛПДС от импульсных перенапряжений по цепям питания определен в соответствии с требованиями РД-91.020.00-КТН-021-11 «Нормы проектирования молниезащиты объектов магистральных нефтепроводов и коммуникаций дочерних акционерных обществ ОАО «АК «Транснефть» и требованиями заводов-изготовителей оборудования.

Корпуса приборов, устанавливаемые на щитах (шкафах) приборных подсоединяются проводом с помощью болтовых соединений к шине заземления, смонтированной на щите. Щиты (шкафы) приборные подсоединяются полосой 4х40мм^2 к существующему контуру защитного зазаемления.

Шкафы систем автоматизации МПСА в операторной (МДП) ЛПДС и помещении РУ-0,4кВ подсоединяются полосой 4х40мм^2 к существующему контуру защитного заземления.

Все болтовые соединения узлов заземления защищаются от коррозии смазкой нейтральной консистентной.

Сведения о земельных участках, изымаемых по временное пользование или постоянное пользование.

Техническое перевооружение проектируемого объекта предусмотрено на территории ЛПДС «Петропавловск» в границах существующего отвода земель и дополнительный отвод земель не требуется.

6.3 ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

В соответствии с СП «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (Приказ Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 г. №237) данный объект строительства не классифицируется, площадка СМР является временным объектом, размер санитарно-защитной зоны для него не устанавливается, т.к. период описываемых в разделе СМР носит временный характер, и выбросы загрязняющих веществ ограничиваются кратковременным воздействием.

Участок проведения СМР будет находиться на территории ЛПДС «Петропавловск», для которой определена санитарно-защитная зона (Заключение №07-16-396-77 от 06.06.2011 г., Заключение KZ 47 VDC00028034 от 17.10.2014г. которая составляет: С – 167,2 м, СВ – 486,4 м, В-197,6 м, ЮВ – 152 м, Ю – 150 м, ЮЗ – 150 м, З – 152 м, СЗ – 150 м, что соответствует объектам III класса опасности по санитарной классификации.

Жилье, пахотные земли и пастбища на территорию проведения СМР не попадают.

Реализация проекта «Автоматизированная система управления технологическим процессом МНС ЛПДС «Петропавловск». Восточное ПО. Реконструкция» 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 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;
- провести рекультивацию нарушенных земель.

На этапе СМР выбросы загрязняющих веществ от временных источников составят: 0,39959 г/сек, 0,8419 т/год, от передвижных источников – 0,392895 г/сек, 0,820519 т/год.

Активная ветровая деятельность в районе строительства участка трассы нефтепровода способствует рассеиванию загрязняющих веществ.

Площадка СМР будет располагаться непосредственно на территории ЛПДС «Петропавловск», откуда и планируется, в случае необходимости, осуществлять водоснабжение.

Потребность воды до 5 м3 в сутки.

Для сброса хозяйственно-бытовых сточных вод будет использоваться существующая канализационная система ЛПДС «Петропавловск».

Объем образующихся отходов – 9,0951 т.

Предусмотренные проектом мероприятия по утилизации образующихся отходов в процессе подготовки и проведения строительства позволят сократить их вывоз на свалку 0,3,5645 т/ год.

На период эксплуатации выбросов, сбросов ЗВ нет, отходы не образуются.

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.

6.4 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.

6.5 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".

6.6 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.

6.7 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 - **8 месяцев.**

6.8 Сметная документация.

На основании письма заказчика сметная документация не представлена и не рассматривалась.

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.

7.2 Изменения и дополнения, внесенные в рабочий проект в процессе проведения экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям в рабочий проект **«Автоматизированная система управления технологическим процессом МНС ЛПДС «Петропавловск».Восточное ПО. Реконструкция»** внесены следующие изменения и дополнения:

- Откорректированы технико-экономические показатели объекта автоматизаци

8. Выводы:

8.1 Рабочий проект **«Автоматизированная система управления технологическим процессом МНС ЛПДС «Петропавловск».Восточное ПО. Реконструкция»** соответствует требованиям государственых нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими **Технико-экономическими показателями объекта автоматизации**

Вид строительства - реконструкция «Автоматизированная система управления технологическим процессом МНПС ЛПДС «Петропавловск» Восточного ПО.

ЛПДС «Петропавловск» предназначена для перекачки нефтепродуктов по магистральному продуктопроводу.

Режим работы – непрерывный.

Объектами автоматизации являются:

- магистральные насосные агрегаты № 1, 2 (МНПП «Уфа-Омск», «Уфа-Петропавловск»);
- подпорные насосные агрегаты № 1, 2 (МНПП «Уфа-Омск», «Уфа-Петропавловск»);
- системы откачки утечек;
- системы ФТО;

- системы электроснабжения (ЗРУ);
- КППСОД;
- системы регулирования давления;
- системы маслоснабжения;
- системы приточно-вытяжной вентиляции насосного зала.

Продолжительность строительства составляет - 8 месяцев.

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 казахстанского 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

Бердигожин Е.

Эксперт

Абдукаликов Ж.К.

Эксперт

Рахымжан М.Н.

Эксперт